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

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Том II

*Труды XXV Международного симпозиума
имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных,
посвященного 120-летию горно-геологического образования в Сибири,
125-летию со дня основания Томского политехнического университета*

Томск 2021

УДК 504(063)
ББК 20.1л0
П78

Проблемы геологии и освоения недр : труды XXV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию горно-геологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2021. – 574 с.

П78

ISBN 978-5-4387-1024-0 (т. 2)
ISBN 978-5-4387-1022-6

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 – Н.В. Гусева, заместитель директора ИШПР по научно-образовательной деятельности, доцент, д.г.-м.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 – Л.Г. Ананьева, доцент, к.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 – М.В. Козина, доцент, к.т.н.
Секция 8 – Е.Г. Язиков, 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, доцент, д.т.н.
Секция 17 – С.Н. Харламов, профессор, д.ф.-м.н.
Секция 18 – Г.Ю. Боярко, профессор, д.э.н.
Секция 19 – Л.М. Болсуновская, доцент, к.фил.н.
Технический редактор – И.В. Павлова, эксперт организационного отдела ИШПР

ISBN 978-5-4387-1024-0 (т. 2)
ISBN 978-5-4387-1022-6

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2021

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

PROBLEMS OF GEOLOGY AND SUBSURFACE DEVELOPMENT

Part II

Proceedings of the 25th International Scientific Symposium of students, postgraduates and young scientists devoted to the 120 anniversary of mining education in Siberia and the 125-th anniversary since Tomsk Polytechnic University foundationy

Tomsk 2021

UDC 504(063)
ВВС 20.1л0
Р78

Problems of Geology and Subsurface Development : Proceedings of the 25th International Sci-
Р78 entific Symposium of students, Postgraduates and young Scientists devoted to the 120 anniversary of mining education in Siberia and the 125-th anniversary since Tomsk Polytechnic University founda-tiony. Part II / Tomsk Polytechnic University. – Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publishing House, 2021. – 574 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)
ВВС 20.1л0

Editor-in-chief – Editor-in-chief – N.V. Guseva, Deputy Director for Science and Academic Affairs, Professor, Dsc (in Mineralogy)
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 – L.G. Ananieva, Associate Professor, PhD (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 – M.V. Kozina, Associate Professor, (Engineering Sciences)
Panel 8 – E.G. Yazikov, 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, Associate Professor, Dsc (Engineering Sciences)
Panel 17 – S.N. Harlamov, Professor, Dsc (Physico-Mathematical Sciences)
Panel 18 – G.Yu. Boyarko, Professor, Dsc (Economic Sciences)
Panel 19 – L.M. Bolsunovskaya, Associate Professor, PhD (Philological Sciences)
Technical editor – I.V. Pavlova, expert of organization department
of School of Earth Sciences & Engineering

© FSAEI HI NR TPU, 2021

ПРЕДИСЛОВИЕ

В Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) 5-9 апреля 2021 г. состоялся XXV Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», 120-летию горно-геологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета.

Организация и проведение XXV 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. Сатпаев – организатор и первый президент Академии наук Казахстана; профессор Н.Н. Урванцев, первооткрыватель уникального Норильского рудного региона, Заслуженный полярник СССР; профессор М.К. Коровин, первым указавшей на перспективы нефтегазоносности Западной Сибири и многие другие. Из почти 35 тысяч выпускников научной школы (факультета) более 450 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых, 1 – Лауреатом Нобелевской премии, 50 – Лауреатами Ленинской и Государственной премий, более 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, обучающихся по очной форме обучения) 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 19 секциям: 1 секция – Палеонтология, стратиграфия и региональная геология; 2 секция – Минералогия, геохимия и петрография; 3 секция – Месторождения полезных ископаемых. Современные технологии и методы поисков и разведки МПИ; 4 секция – Геология нефти и газа. Современные методы поисков и разведки углеводородного сырья; 5 секция – Геофизические методы исследования Земли и поисков и разведки месторождений полезных ископаемых; 6 секция – Гидрогеология, инженерная геология и гидрогеоэкология; 7 секция – Землеустройство, кадастр и мониторинг земель; 8 секция – Геоэкология, охрана и защита окружающей среды (Подсекция – «Геоэкология глазами юных»; 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 – Современные техника и технологии транспортировки и хранения нефти и газа; 17 секция – Математическое моделирование, фундаментальные и численно-экспериментальные исследования в технике и технологиях интенсификации процессов в нефтегазовом деле; 18 секция – Экономика минерального и углеводородного сырья. Природоресурсное право; 19 секция – Геология, горное и нефтегазовое дело (доклады на английском и немецком языках) (Подсекция 1 – Проблемы межъязыковой профессиональной коммуникации в условиях глобализации).

Заявки для участия в симпозиуме подали 822 автора России, ближнего и дальнего зарубежья.

В период работы симпозиума на заседаниях 19 секций было представлено 574 доклада: все доклады были заслушаны в онлайн –формате. Активное участие в работе симпозиума приняли иногородние участники, которые представили 197 докладов, 462 участника из г. Томска. По отраслевой принадлежности участники были представлены следующим образом: из ВУЗов – 646: из них Томский политехнический университет – 430, Томский государственный университет – 28, Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники – 2, Сибирский государственный медицинский университет – 1, Тюменский индустриальный университет – 13, Санкт-Петербургский Горный университет – 36, Казанский (Приволжский) федеральный университет – 8, Сибирский государственный университет геосистем и технологий – 7, Пермский государственный национальный исследовательский университет – 9, Пермский национальный исследовательский политехнический университет – 26, Сибирский федеральный университет – 12, Карагандинский государственный технический университет (Казахстан) – 8, Новосибирский государственный университет – 1, Тюменский государственный университет – 7,

Тюменский индустриальный университет – 13, Волгоградский государственный университет – 1, Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева – 5, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова – 5, Кубанский государственный университет – 2, Гомельский государственный университет им. Ф. Скорины (Республика Беларусь) – 3, Самарский государственный технический университет – 1, Сахалинский государственный университет – 1, Иркутский национальный исследовательский технический университет – 7, Казахский национальный исследовательский технический университет им. К.И.Сатпаева (Казахстан) – 1, Уфимский государственный нефтяной технический университет – 1, Алтайский государственный гуманитарно –педагогический университет имени В.М.Шукшина – 4, Алтайский государственный университет – 1, Башкирский государственный университет – 5, Национальный исследовательский технологический университет «МИСиС» – 1, Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе – 1, Российский химико –технологический университет им. Д.И. Менделеева – 1, Восточно –Казахстанский государственный технический университет им. Д. Серикбаева – 2, Российский университет дружбы народов – 1, Международный университет нефти и газа имени Ягшигелди Какаева (Туркменистан) – 1, Учреждение образования «Полоцкий государственный университет» – 1; из средних специальных образовательных учреждений – 70 (Томский политехнический техникум; Новосибирский техникум геодезии и картографии); из школ – 23, из НАН – 10 (Институт общей и неорганический химии академии наук Республики Узбекистан – 10; из РАН – 28 (Институт химии нефти СО РАН – 5, Дальневосточный геологический институт ДВО РАН – 5, Геологический институт СО РАН – 5, Институт горного дела ИГД СО РАН им. Н.А. Чинакала – 1, Институт динамики геосфер имени академика М.А. Садовского РАН – 2, Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. А.А. Трофимука – 2, Институт металлургии и материаловедения им. А. А. Байкова РАН – 1, Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН – 1, Институт геологии Уфимского научного центра РАН – 1, Институт промышленной экологии УрО РАН – 1, Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН – 1, Пермский федеральный исследовательский центр УО РАН – 2, Институт геологии и природопользования ДВО РАН – 1; из отраслевых НИИ – 20 (Тюменский нефтяной научный центр – 7, АО «ТомскНИПИнефть» – 10, Новосибирский филиал ФГБУ «ВНИГНИ» – 2; Норильский филиал ФГБУ «ВСЕГЕИ» – 1, из производственных организаций – 11 (ПАО НК Роснефть – 1, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» – 3, ООО «ЛУКОЙЛ –Инжиниринг» – 1, ООО «РН –Пурнефтегаз» –1, ООО «СургутНИПИнефть» – 1, Хабаровский филиал АО «Полиметалл УК» – 2, ООО ЦНТ «Инструментс» – 1 , «НТЦ НИС-Нафтагас» (Сербия) – 1).

Статус участников симпозиума, выступивших с докладами, следующий: школьников – 23, студентов средних специальных образовательных учреждений – 70, студентов ВУЗов – 389, аспирантов – 127, молодых ученых – 105.

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.

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

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 хоздоговоров, 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 XXV 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 XXV Международного научного симпозиума им. академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы Геологии и освоения недр» сотрудниками Научно-технической библиотеки ТПУ была подготовлены виртуальные выставки: «120 лет горно-геологического образования в Сибири», «История ТПУ: к 125-летию со дня основания Политеха», «Сокровищ земных искатели…» https://portal.tpu.ru/science/konf/usovma/ekskursion_2021.

В рамках симпозиума при поддержке студенческой секции Европейской ассоциации геоученых и инженеров (EAGE) Томского политехнического университета проводилась Геологическая викторина Geo SQuiz. В ней приняли участие 136 человек. Она также проходила онлайн на платформе ТПУ для проведения тестирования. (https://exam.tpu.ru/event/geosquiz.html, 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.

Тематика работ **секции 1 «Палеонтология, стратиграфия и региональная геология. Геоинформационный системы в науках о Земле»** посвящена широкому спектру вопросов в области палеонтологии, стратиграфии и региональной геологии. Авторами были продемонстрированы новейшие методы изучения горных пород и окаменелостей, математические, а также классические методы исследований, метод люминесцентной микроскопии и др. Традиционно тематики представленных докладов были в области научных и практических проблем палеонтологии, стратиграфии и перспектив нефтегазоносности.

Круг вопросов был посвящен изучению фауны и флоры, позволяющих проводить стратиграфическое расчленение разрезов и корреляцию. Причем стратиграфический диапазон этих исследований касался всего фанерозоя. Решались также вопросы стратиграфии докембрия на основе новых находок, сделанных при участии самих авторов в

Приуралье и на Сибирской платформе. Много интересных докладов в этом году было посвящено эдиакарской биоте, которая, несомненно, является изученной недостаточно до сих пор. Исследователи с помощью новейших методов препарирования и математического моделирования смогли внести свой весомый вклад в изучение этой биоты, которая несомненно важна как для эволюции жизни в целом, так и для стратиграфии изучаемых районов.

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. Открыл заседание доклад профессора ТПУ В.Г. Ворошилова, посвящённый 125-летию горно-геологической службы, в котором докладчик отметил значительный вклад сотрудников ТТИ/ТПИ/ТПУ в подготовку специалистов горно-геологического профиля, в создании и развитии научной школы по исследованию месторождений полезных ископаемых. В докладе доцента К.Л. Новоселова «К столетию со дня рождения Баженова Александра Ивановича» вспомнили представителя геологической династии, легендарного преподавателя, любимого многими поколениями выпускников Томского политехнического университета. Актуальность докладов участников секций 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, геоиформационные методы и др.), так и новейшие методы.

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 вопросы, освещающие ход нафтидогенеза: от геохимических характеристик органического вещества и условий его аккумуляции и захоронения до изменения захороненного органического вещества при стадиальном литогенезе и направленности и интенсивности процессов генерации нефти и газа на различных стадиях его термической зрелости. Отдельный круг вопросов посвящен определению критериев научного прогноза, оценке перспектив нефтегазоносности и выбору рациональных методов поиска и разведки залежей нефти и газа, сосредоточенных в недрах земли и приуроченных к терригенным, карбонатным и магматическим комплексам. Анализировались факторы, приводящие к образованию нефтегазоматеринских толщ, пород-коллекторов и флюидоупоров, выяснялись условия их образования, приводилась литологическая характеристика пород и их коллекторские свойства, устанавливались особенности залегания нефтенасыщенных пород в разрезе и закономерности их распространения и пространственной локализации по площади месторождений.

Для характеристики геологического строения месторождений, прогноза фациальных обстановок, выявления перспективных на нефть и газ интервалов и геологических структур широко использовались методы геофизических исследований скважин и сейсмической разведки. В комплексе со стандартными методами изучения продуктивных толщ в целях прогнозирования нефтегазоносности территорий предлагалось использование микросейсмической сейсморазведки и изучение космических снимков.

Одним из важных моментов геологии нефти и газа является реконструкция условий осадконакопления и анализ фациальной изменчивости отложений, вмещающих углеводородные залежи. Этой тематике посвящен целый рад работ, в которых с позиций ихнофациальных, гранулометрических и литолого-фациальных исследований осуществлялось определение обстановок седиментации; оценивалось влияние условий формирования на коллекторские свойства пород; проводилось вероятностное моделирование фаций в межскважинном пространстве; предлагались современные подходы прогноза фациальных обстановок по данным сейсморазведки.

Наряду с традиционными методами изучения пород, использовались результаты рентгенофазового, рентгеноструктурного анализов, электронного парамагнитного резонанса, растровой электронной микроскопии; предложен новый метод оценки трещиноватости карбонатных коллекторов на основе результатов кругового сканирования с использованием специализированной установки CoreScan 3.

Актуальным направлением исследований является также геологическое моделирование продуктивных пластов и месторождений нефти и газа с применением программного обеспечения: для выявления и анализа двойной пористости в трещинных коллекторах; зон трещиноватости и уточнения положения разломов.

Не остались без внимания вопросы, связанные с разработкой месторождений: проведен анализ современных способов интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи, выполнена оценка геолого-физических условий успешного проведения гидроразрыва пласта.

Доклады, представленные на **секцию 5 «Геофизические методы исследования земли и поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. Геоинформационные системы в геофизических исследованиях»** освещает актуальные проблемы геолого-геофизической характеристики месторождений нефти и газа. В представленных докладах были отражены следующие направления: разработка подхода спектрального преобразования, позволяющего извлекать точную дисперсионную кривую в протяженном диапазоне частот для коротких баз наблюдения; применение гравитационных и магнитных съемок мелких масштабов в оценке нефтегазоносности Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции; интерпретация циклоседиментограмм; применение георадиолокации при поисках месторождений россыпного золота; определение геолого-геофизических параметров пластов-коллекторов; разработка зонально-блоковой модели северной части Охотоморского региона с использованием современных методов обработки и комплексной интерпретации

геолого-геофизических данных, включая элементы линеаментного анализа и алгоритмы классификаций потенциальных полей; применение комплексной интерпретации данных метода магнитотеллурического зондирования сейсморазведки; применение алгоритмов интерпретации данных сейсмического атрибута ANT-TRACKING; решение обратной задачи геотермии; использование методики оценки ловушек углеводородов геолого-геофизическими методами; подтверждение гипотезы «уникальности» отражения палеозойских залежей УВ в геолого-геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза; применение статистически-корреляционного метода интерпретации материалов ГИС; автоматизированного алгоритма увязки данных ГИС/КЕРН; полноволнового моделирования волновых полей глубинных сейсмических зондирований; метода дистанционного зондирования; разработка эксклюзивной карты мезозойско-кайнозойского теплового потока; палеотемпературное моделирование фанерозойских очагов генерации углеводородов; внедрение георадарной радиометрии с сейсморазведкой и с другими методами электроразведки.

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 тематикам 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.

На **7 секции «Землеустройство, кадастр и мониторинг земель»** было представлено 30 докладов. Их высокий научно-технический уровень, отмеченный комиссией секции, а также достаточно большое количество участников, свидетельствуют о повышении интереса к науке среди студентов, аспирантов и научных сотрудников, которые искали ответы на наиболее актуальные вопросы и проблемы в сфере земельно-имущественных отношений, геодезии, землеустройства, Единого государственного реестра недвижимости и мониторинга земель.

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 земельных участков и зон с особыми условиями использовании территорий, регистрацией прав на объекты недвижимости, точностью методов геодезической съемки и мониторинга земель, рационального и эффективного землепользования с нормативно-правовым регулированием землеустроительной и кадастровой деятельностью.

При подведении итогов конкурсным жюри отмечен высокий уровень представленных к обсуждению научно-исследовательских работ, актуальность поднятых вопросов и практико-ориентированность предложений для решения поставленных проблем.

Тематика работ секции **8 «Геоэкология, охрана и защита окружающей среды. Геоинформационные системы в геоэкологии»** посвящена работам, затрагивающим аспекты геоэкологии, геохимии, сферу природоохранного законодательства. В докладах, представленных студентами, магистрантами, аспирантами и молодыми учеными, рассматривались уже существующие методики и подходы, а также новые перспективные методы оценки в области геоэкологии и оценки состояния окружающей среды, экологического мониторинга. Научные доклады имеют высокий уровень, характеризуются личным вкладом авторов и практической применимостью. Большинство работ выполнено с использованием современного аналитического оборудования.

На подсекции **8.1 «Геоэкология глазами юных»** были представлены доклады самых юных исследователей, которые отличаются высоким уровнем подготовки и соответствуют тематике секции. В докладах рассмотрены темы, касающиеся исторической геологии, минеральных образований, влияния промышленных предприятий на состояние окружающей среды.

На **секции 9 «Геология и разведка руд редких и радиоактивных элементов, стратегических металлов»** представленные доклады посвящены широкому спектру вопросов геологии, геохимии минералогии, методики поисков, и геолого-экономической оценке месторождений стратегических металлов, выявлению закономерностей строения и условий формирования месторождений редких и радиоактивных металлов, закономерностей пространственного их размещения в геологических структурах и в земной коре в целом.

В докладах рассмотрены новые данные по минералогии, геохимии и условиях формирования эндогенных и экзогенных урановых руд, руд редких и благородных металлов в месторождениях России и Казахстана. Большое внимание уделено исследованию вещественного состава руд и условий их формирования на основе современных методов исследований.

Большой блок исследований посвящен нетрадиционным видам стратегического минерального сырья. Несколько докладов было посвящено металлоносным углям, содержащим промышленные концентрации редких, в том числе редкоземельных элементов. В частности, оригинальный доклад представлен по редкометалльному потенциалу углей Раковского месторождения (Приморье). Рассмотрена роль вулканизма в формировании некоторых типов редкометалльных углей. Большое внимание уделено комплексному характеру большинства известных редкометалльных месторождений, отмечена их полиметалльность.

Тематика работ **секции 10 «Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений»**, освещают вопросы геолого-физической характеристики месторождений нефти и газа, локализацию и вовлечение в разработку остаточных запасов, современный подход и опыт разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, технологии и техники добычи нефти и газа в осложненных условиях. Представлены современные подходы к проектированию и усовершенствованию сооружений, технологических

схем, к модернизации процессов добычи, сбора и подготовки нефти и газа, комплексные подходы к проведению геолого-технических мероприятий (ГТМ) на скважинах месторождений, находящихся в поздней стадии разработки, опыт применения различных методов математического моделирования при разработке инновационных решений в области нефтегазового оборудования, были представлены рабочие концентрации полимеров, обеспечивающие эффективное вытеснение нефти агентом в пласте, и проведена оценка изменения вязкости полимерного раствора при различных температурах. Эксплуатация скважин сопряжена с такими осложняющими факторами, как солеотложения, асфальтосмолопарафиновые отложения и гидратообразование, в докладах секции рассматриваются основные методы борьбы с осложнениями, приводится оценка их эффективности и направления дальнейшей работы по поиску и внедрению эффективных технологий. Высокая обводненность добываемой продукции остается в настоящее время одной из наиболее актуальных проблем эксплуатации скважин, в статьях рассмотрены особенности проблем избыточных водопритоков, базовые проблемы, 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, в результате исследований выявлен положительный эффект рассматриваемых технологий и даны рекомендации по использованию той или иной технологии для получения наилучшего эффекта. Отдельную проблему представляет эксплуатация малодебитного фонда скважин, системный подход к анализу эксплуатации скважин, позволяющий осуществлять постоянный автоматизированный контроль параметров работы скважины, своевременно реагировать на изменения условий эксплуатации малодебитных скважин, исключать нежелательные режимы работы и предотвращать отказы оборудования, позволит сформировать стабильную положительную динамику роста наработки оборудования, это указывает на эффективность проделанной работы в докладах и перспективность тиражирования представленного анализа в будущем.

На **секции 11 «Энергоснабжение и автоматизация объектов нефтегазовой промышленности»** тематика работ посвящена широкому спектру вопросов обеспечения эффективного и надежного энергоснабжения объектов нефтегазовой промышленности, анализу возможности применения новых устройств и технологий, направленных на повышение эффективности технологических процессов выработки тепловой и электрической энергии, в том числе на объектах децентрализованной энергетики.

Традиционно рассматривались общие закономерности физико-химических процессов, моделирование технологических процессов переработки нефтяного газа, снижение вредных выбросов и утилизация накопленных отходов, модели цифровых двойников технологических объектов, реинжиниринг и интеллектуализация автоматизированных систем управления технологическим процессом нефтегазовых месторождений и электрических станций, анализ режимов работы и оборудования действующих электростанций.

Круг вопросов был посвящен оценке применения гетерогенных роботов при проведении инженерных изысканий на нефтегазовых месторождениях, перспектив криптомайнинга на месторождениях нефти и газа и др.

Часть докладов были посвящены задачам моделирования процессов в области энергоснабжения и автоматизации, в том числе для формирования оптимальных настроек систем атематического регулирования генерирующих установок, определения оптимального места и мощности объекта генерации в распределительных сетях.

Отмечены дипломами доклады, в рамках которых были представлены результаты разработки универсальной гибридной модели ветроэнергетической установки, результаты анализа влияния реологии топливных эмульсий на взаимодействие их капель с твердой поверхностью, результаты автоматизации процесса деизогексанизации установки низкотемпературной изомеризации.

Новейшие методы и методики исследований, используемые авторами в своей научной деятельности.

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

Подсекция 1. Углеводородное сырье» посвящена широкому спектру вопросов в области получения, подготовки и переработки различных углеводородных систем: нефти, газоконденсатов, природных и попутных газов и горючих сланцев. В работах использованы различные современные физико-химические методы исследования нефтеполимерных смол, тяжелых фракций нефти, нефтяных остатков (гудроны, битумы нефтяные парафины). Интересные доклады содержат результаты теоретических и экспериментальных исследований различных физико-химических методов и технологий

Доклады, представленные на **подсекцию 2 «Химическая технология подготовки и переработки горючих ископаемых»** посвящены вопросам переработки нефти, газа, в том числе попутного нефтяного газа, угля, а также совместной переработки полезных ископаемых и растительных компонентов для получения моторных топлив. Они освещают следующие направления: повышение глубины переработки нефти, совершенствование технологий переработки нефти и газа, повышение ресурсоэффективности процессов переработки нефти и газа с применением математических моделей, эффективная переработка побочных продуктов и отходов нефтегазоперерабатывающих и углеобогатительных производств, закономерности химических превращений в процессах переработки нефти и газа в моторные топлива и биоразлагаемые ПАВ в производстве синтетических моющих средств, применение присадок для улучшения низкотемпературных свойств дизельных топлив, вовлечение биокомпонентов в переработку нефтяных фракций и в процесс компаундирования для производства экологически чистых моторных топлив, разработка присадок для предотвращения образования нефтяных отложений.

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 расчета термохимических свойств молекул, хроматография, ИК-спектроскопия, энергодисперсионная рентгенофлуоресцентная спектрометрия.

Доклады **секции 13 «Комплексное использование минерального сырья»** посвящены разработке способов использования минерального сырья природного и техногенного происхождения для получения

неметаллических материалов различного назначения. Особое внимание уделяется изучению возможностей использования местного минерального сырья – добываемого в местах проживания исследователей и работы предприятий, использующих данное сырье (Республика Беларусь, Узбекистан, Казахстан).

Работы посвящены отработке как традиционных методов получения силикатных, керамических и композиционных материалов, так и поиску нетрадиционных подходов к получению новых материалов с улучшенными характеристиками (например, фтораммонийная обработка концентратов, резонансно-пульсирующее рафинирование).

Традиционно в секции широко представлены доклады по переработке техногенных видов отходов (в частности, монацитового концентрата, отработанного катализатора, отходов пылегазоочистки, отходов флюоритобогатительной фабрики) с целью решения проблемы утилизации скоплений данных отходов. Разрабатываемые технологии позволяют утилизировать отходы посредством включения их в состав различных материалов и основаны на результатах анализа фазового состава, физико-химических, механических, технологических свойств отходов.

В процессе исследований авторами использовались новейшие методы и методики: рентгенофазовый анализ, дифференциально-термический анализ, электронная микроскопия, химический анализ, определения удельной поверхности по методу БЭТ, и другие методы.

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.

Актуальность докладов, представленных на **секции 15 «Горное дело. Разработка рудных и нерудных полезных ископаемых. Машины и комплексы»,** состоит в решении научных и практических проблем в области горного дела и разработке твердых полезных ископаемых. Представленные доклады имеют несомненную научную новизну. При исследовании гигроскопических свойств солей калия были определены их кинетические и сорбционные характеристики. Анализ полученных данных позволяет говорить о том, что использование сильвинита и карналлита в качестве сорбентов является наиболее эффективным решением при задачах осушения воздуха в локальных зонах и потоков на калийных рудниках. Расширены результаты и углублены исследования в области техники, технологии и организации проведения горно-разведочных выработок в Сибири.

Рассматривались интересные исследования процесса инерционно-ударного разрушения твердых горных пород, приведены испытания лабораторного стенда, который показал работоспособность и возможность разрушения с помощью инерционно-ударного рабочего органа различных твердых материалов и горных пород ударными элементами различной конфигурации.

Часть докладов посвящена особенностям работы гидроимпульсного механизма, представлены методы организации, планирования и обработки результатов инженерного эксперимента по исследованию геометрических параметров снаряда для шароструйного бурения и технологических параметров режима бурения на спроектированном лабораторном стенде в ТПУ, активно исследуемое в Инженерной школе природных ресурсов Томского политехнического университета. Были доклады, посвященные повышению ресурсоэффективности технологического обеспечения работ при организации строительства и эксплуатации насосных установок и других машин для предприятий нефтегазового комплекса. Достоверность полученных результатов подтверждается значимым количеством экспериментальных исследований с применением современных методов анализа и программного обеспечения.

Авторы докладов, представленных на **16 секцию «Современные техника и технологии транспортировки и хранения нефти и газа»**, рассматривают важные вопросы, касающиеся применяемых технологий транспорта углеводородов, например, высоковязких, тяжелых нефтей; направлений повышения надежности и эффективности объектов трубопроводного транспорта нефти и газа при их эксплуатации, например, на основе применения криогелей, как средства стабилизации многолетнемерзлых грунтов; включают исследования механизма образования органических отложений в трубопроводах и методы противодействия данным процессам. При этом представленные авторами работы содержат не только обстоятельную аналитическую часть, но и расчетное обоснование, выполненное не только в рамках отраслевых методик, но и на основе типовых методик, усовершенствованных авторами.

Особый интерес вызвала комплексная работа магистранта из Сибирского федерального университета (г. Красноярск), посвященная исследованию методов снижения гидравлического сопротивления течения жидкости в

магистральных трубопроводах. В докладе продемонстрированы результаты, полученные как путем физического эксперимента в лабораторных условиях, так и на основе вычислительного эксперимента.

Вычислительный эксперимент позволяет получить представление, оценить нагрузки, испытываемые объектами и их элементами, а значит, сформулировать и предложить рекомендации и соответствующие решения. Применяемые всеми авторами докладов средства, включая программные (Ansys, SolidWorks, Python, R), а также методы исследования, крайне актуальны в настоящее время.

Тематика работ секции **17 «Математическое моделирование, фундаментальные и численно-экспериментальные исследования в технике и технологиях интенсификации процессов в нефтегазовом деле»** посвящена широкому спектру вопросов: гидродинамики и тепломассообмена в одно- и двухфазных углеводородных потоках во внутренних системах; математического анализа проблем поиска, разведки, интенсификации процессов добычи и переработки углеводородного сырья; диагностики и долговечности элементов оборудования нефтедобывающей промышленности и смежных отраслей; экологии и энергосбережания; создания новых технологий и способов бурения, осложнениям, возникающим при транспорте шламов; повышению гидро-, газо-, тепло- и реофизического воздействия на нефтяные пласты; выявлению закономерностей формирования и пространственного размещения месторождений нефти и газа в различных регионах Российской Федерации. Представлены оригинальные результаты пространственного численного и имитационного анализа, прямого экспериментального и комбинированного (на основе стохастических и детерминированных методов: идентификации, машинного обучения, статистического и графоаналитического описания) исследований процессов, особенностей и закономерностей изменений локальных и интегральных параметров углеводородных смесей в областях с произвольной конфигурацией поверхности стенок промышленных устройств, пространств с микро- и нанорельефом, интенсивности генерации нефти и газа на различных стадиях их зрелости. Даны заключения о сути нетривиальных процессов переноса импульса, тепла и массы в сопряженных системах «порода-коллекторы», в которых собирается и вытесняется нефть вследствие выраженных динамических воздействий. Молодыми учеными научных центров Сибири, аспирантами и студентами из исследовательских университетов Тюмени, Красноярска, Томска сформулированы перспективные направления по совершенствованию и оптимизации теплового, гидродинамического, прочностного и геофизического анализа процессов добычи качественного углеводородного сырья.

Доклады, представленные на **18 секцию «Экономика минерального и углеводородного сырья. Природоресурсное право»** посвящены вопросам экономики природопользования, менеджменту, финансово-хозяйственной деятельности предприятий, проблемам экономической оценки природных ресурсов с точки зрения эффективного и рационального использования.

Рассматривались актуальные вопросы добычи и воспроизводства запасов углеводородов в ключевых нефтегазоносных регионах России и за рубежом. Изучались проблемы модернизации существующей системы налогообложения нефтедобывающих предприятий, позволяющая обеспечить реальные финансовые источники воспроизводства природных ресурсов, основные критерии социально-экономической и экологической эффективности, методы стимулирования недропользователя к инновационно-инвестиционному обновлению производства. Дана оценка инвестиционных проектов крупных нефтегазовых компаний, проведен анализ финансового состояния основных нефтегазовых компаний России. В докладах изучались способы повышении экономической эффективности использования различных методов интенсификации добычи нефти, характеризующие увеличение дебитов нефти добывающих скважин и сокращение сроков окупаемости проектов. Изучались возможности финансирования мероприятий по рекультивации земель и ликвидации аварийных разливов нефти в условиях Западной Сибири.

Часть докладов были посвящены методам цифровизации экономики, как оптимизации производственного процесса, усовершенствованию технологического процесса и внедрению программы бережливого производства. Использование методов управления месторождениями за счет внедрения «интеллектуальных» технологий, обеспечивающих безопасность осуществляемых операций, учет рабочего времени, увеличения производительности труда, а также экономической эффективности. Рассматривались вопросы менеджмента нефтегазовых компаний, включающие в себя управление организацией, структурой, управление персоналом, трудовые отношения, нормирование, условия труда и прочие направления.

Секция 19 «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.

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, 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, СТРАТЕГИЧЕСКИЕ МЕТАЛЛЫ

ПРИНЦИПЫ КЛАССИФИКАЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ УРАНОВЫХ РУД

Абуза А.М.
Научный руководителm - старший преподаватель Р.К. Мадишева
Карагандинский технический университет, г. Караганда, Казахстан

Рудой называют количество и виды природных минералов, которые могут быть получены в сложившихся экономических условиях по промышленной экономической эффективности. Состав и свойства урановых руд оказывают существенное влияние на технологии их переработки. Урановые руды отличаются разнообразием вещества. Во многих случаях урановые руды имеют не один, а несколько минералов с различными физико-химическими свойствами. В их состав входят как собственные минералы урана различных соотношений, так и различные минералы-носители урана. В связи с этим классификация руд по технологическим свойствам имеет большое практическое значение [4]. В настоящее время с точки зрения технологии, как правило, учитываются признаки, рассмотренные ниже. По характеру минерализации Уран подразделяется на:

а) первичные руды, уран содержит в основном эндогенные минералы, не подвергшиеся процессу окисления. Это, например, руды уранинита, настурана или других урановых минералов, содержащие в основном четырехвалентный уран;

б) вторичные руды содержат в основном Уран в виде экзогенных минералов шестивалентного типа;

в) смешанные руды содержат эндогенные и экзогенные соединения урана с содержанием не более 75% и не менее 25% каждой группы. Это разделение дает описание следующего эскиза:

Таблица 1

Химические валентности урана

Название	Первичные	Смешанные		Вторичные
Уран (IV), %	100	75	25	0
Уран (VI), %	0	25	75	100

Характер минерализации урана играет важную роль в выборе режима гидрометаллургической обработки руды и процесса выщелачивания.

Контрастный признак, т. е. по неравномерности урана в разрезах горных пород, делится на: а) контрастные руды – смесь богатых Ураном штуфов и обломков с малым содержанием урана; б) средняя контрастность – относительное превышение среднего содержания урана в породе в 3-5 раз; в) слабо контрастные руды – относительно равномерное распределение металла по весу всей породы. Контраст играет важную роль в обогащении руды.

Сорт I - очень богатая руда >1%
Сорт II-богатая руда 1-0, 5%
Сорт III-средняя руда 0,5-0,25%
IV сорт- рядовые руды 0,25-0,09%
V сорт- руда без добычи ниже 0,09%

Процентное содержание урана в руде является важным показателем его качества и ценности. Понятие руды зависит от определенного минимального процента урана, который позволяет экономически эффективно обрабатывать соответствующую породу на определенном этапе развития техники. Как правило, руды I и II сортов несут затраты на транспортировку на относительно большие расстояния, чем экономически. Полезно обрабатывать руды III и IV.

Комплексная переработка урановых руд с попутным извлечением из них других компонентов позволяет мгновенно снизить процентное содержание урана до экономически возможного предела с минимальным промышленным уровнем урана. Этот фактор оказывает существенное влияние на выбор схемы переработки руд и общую технологическую оценку таких руд, как ванадий, золото, другие цветные и редкоземельные металлы, фосфорная кислота. Как правило, этот признак определяет выбор реагентов для гидрометаллургической обработки руд, их состав и общий расход.

По химическому составу нерудных составов выделяют следующие урановые руды. Химический состав горных пород в основном имеет решающее значение при выборе способов переработки урановых руд. Например, уран получают из силикатных руд раствором серной кислоты, из карбонатных руд - раствором соды [2].

Таблица 2

Урановые минералы

95% силикатный и глинозем силикатный силикат или алюмосиликатные минералы кварц.	Карбонатные карбонаты содержат мало (6-12%), средние (12-25%) и крупные (>25%) карбонатные карбонаты
Содержит мало (3-10%), средние (10-25%) и крупные (>25%) сульфидные сульфиды	Промышленные руды фосфора с окисью железа содержат небольшое количество фосфата железа (P_2O_5 3 - 10%), среднего (10-20% P_2O_5) и большого (>20% P_2O_5)
Урановые каустобиолитовые угли и твердые, угольные и битуминозные сланцы, пески и другие породы	
95% силикатный и глинозем силикатный силикат или алюмосиликатные минералы кварц	Карбонатные карбонаты содержат мало (6-12%), средние (12-25%) и крупные (>25%) карбонатные карбонаты
Содержит мало (3-10%), средние (10-25%) и крупные (>25%) сульфидные сульфиды.	Промышленные руды фосфора с оксидом железа содержат небольшое количество фосфата железа (P_2O_5 3 - 10%), среднего (10-20% P_2O_5) и большого (>20% P_2O_5)

Основные признаки, предусмотренные выше-признаки промышленных урановых руд, в значительной степени определяют очередную технологию их переработки (урановых руд) при получении химических концентратов урана. В настоящее время обязательными этапами получения химических концентратов урана являются дробление и дробление исходной руды (кроме случаев применения подземного выщелачивания), выщелачивание измельченной руды, извлечение урана из технически чистых растворов определенных соединений сортовым способом с использованием трех основных методов: отстаивания, сорбции и экстракции [1].

Иркольское месторождение – урановое месторождение пластово-инфильтрационного типа, расположенное в Кызылординской области, Республика Казахстан. По характеру минерализации вторичная руда Иркольского месторождения состоит в основном из урана в виде экзогенных минералов шестивалентного типа. Урановые минералы месторождения – тонкодисперсный коффинит (70÷90%) и настуран (до 30%). Увеличение содержания селена связано с собственным селеном, ферроселитом, туямунит-ванадием и хеггитом. В урансодержащих рудах концентрация коффинита и настурана содержится в виде порошка.

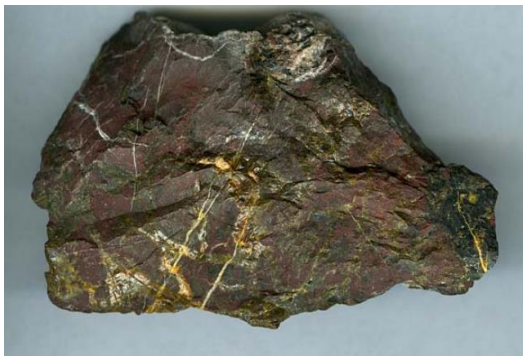


Рис. 1 Настуран - наиболее распространённый минерал урана

Рис. 2 Коффинит и урановая смолка в образце из шахты [3]

Из-за гранулометрического состава урановые руды являются средне-гранулометрическими и мелкозернистыми гранулометрическими.

Минералогический состав руд и сланцевых пород сходен и отличается наличием текучей минерализации. Среди дигенетических и эпигенетических минералов наблюдается пирит до 0,5%, кальцит до 2,5% (содержание CO2 около 0,7%), доломит до 0,5%, барит до 1,2%. В составе обломочных материалов пород преобладает кварц (65÷75%), полевые шпаты 5÷7%, кремнистые породы (яшмы, кварциты, роговики, сланцы) 3÷5%. Минералы слюды (мусковит, биотит, хлорит, флогопит) 0,5÷3,0%, 0,5÷1,5%-до тех пор, пока есть остатки угля. Из акцессорных минералов встречаются турмалин, ильменит, лейкоксен, гранат, ставролит, циркон, цоизит, апатит, анатаз, рутил, магнетит, гидрогематит.

Руды месторождения – монометально-урановые. Содержание урана в рудных телах колеблется в широком диапазоне от 0,01 до 1,0%, в среднем 0,042%. По содержанию урана Иркольского месторождения относится в основном к рудам бедного ряда. Залежь характеризуется непрерывным колебанием (от первого метра до 24 м), очень изменчивой продуктивностью от 1 до 18 кг/м2. Оруденение на месторождении обусловлено субгоризонтальным залеганием рудных тел и их общим погружением с севера на юг от 180 до 750 м (средняя глубина залегания подошвы Рудного залегания 420 м) [3].

Литература

1. Громов Б. В., Введение в химическую технологию Урана. – Алматы, 2004. – 112 с.
2. Машковцев Г.А., Мигута А.К., Щеточкин В.Н. Современные научные основы прогнозирования урановых месторождений // Второй международный симпозиум. Уран: ресурсы и производство. Москва, 26-28 ноября 2008 г. Сборник трудов. - М.: ВИМС, 2009. – 40-60 с.

3. Сушко С.М., Берикболов Б.Р., Долгополов В.Ф. Урановые месторождения Казахстана, перспективы их промышленного освоения и поиска. - Алматы, – 2010. 4 с.
4. Язиков В. Г., Забазнов В. Л., Петров Н. Н., Рогов Е. И., Рогов А. Е. Геотехнология урана на месторождениях Казахстана. – Алматы, 2001. – 205 с.

МИНЕРАЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПИРОКЛАСТИЧЕСКОГО ВУЛКАНОГЕННОГО МАТЕРИАЛА КАРБОНА-ПЕРМИ В УГЛЯХ КУЗНЕЦКОГО И МИНУСИНСКОГО БАССЕЙНОВ

Вергунов А.В.
Научный руководитель - профессор С.И. Арбузов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

За вековую историю изучения вулканогенного материала в углях его следы установлены в большинстве угольных бассейнов мира. В Сибирском регионе, благодаря работам А.В. Вана [3,4,5], участие вулканогенной пирокластики в формировании угленосных отложений было отмечено довольно рано. Он одним из первых с достаточной полнотой оценил роль вулканизма в формировании современного облика угленосных отложений региона. На примере целого ряда угольных бассейнов (Кузнецкий, Минусинский, Тунгусский), он показал глобальную роль вулканизма в формировании угленосных отложений [2].

Вулканогенный материал встречается в угольных пластах преимущественно в виде маломощных глинистых прослоев – тонштейнов. Известно, что тонштейны могут быть источником высоких концентраций большой группы редких элементов-примесей в углях [9, 11, 12, 17].

В связи с этим, разработка комплекса критериев идентификации пирокластического материала в угле является актуальной задачей, решение которой позволит оценить роль вулканизма в процессе формирования геохимической специализации углей.

Как показали ранее проведенные исследования, первичный состав пирокластического материала реставрировать достаточно сложно, так как он претерпевает почти полное изменение [1, 6]. Нами разработан комплекс критериев, позволяющих идентифицировать первичный состав преобразованной в тонштейны пирокластики. Комплекс включает в себя: титановый модуль (TiO_2/Al_2O_3), классификационная диаграмма Винчестера и Флойда ($Nb/Y–Zr/TiO_2$), нормирование РЗЭ, содержание редких и радиоактивных элементов.

Одним из типовых коэффициентов является титановый модуль (TiO_2/Al_2O_3). Согласно обзору Я.Э. Юдовича и М.П. Кетрис, отношение TiO_2 к Al_2O_3 является одним из достоверных показателей вклада пирокластики в формирование отложений, в особенности применительно к кислым вулканическим пеплам [8].

Как показали исследования Д.А. Спирса и Р. Канариса-Сотириу, TiO_2/Al_2O_3 отношение менее 0,02 характерно для кислой (риолитовой) пирокластики, более 0,06 – для основной [14]. Промежуточные значения характерны для пирокластики среднего и щелочного состава. Данный модуль с большой достоверностью помогает диагностировать состав пирокластического материала, сформировавшего тонштейн, что подтверждается многочисленными работами [10, 16 и т.д.]. Исследования показывают, что титан не остается инертным в процессе преобразования вулканического пепла в условиях болотной среды. Он становится подвижным и образует минеральные фазы в виде оторочек вокруг включений органического вещества [1].

Диаграмма Дж.А. Винчестера и Р.А. Флойда [Winchester и Floyd, 1977], в основе которой лежит отношение Zr/TiO_2 к Nb/Y, широко используется для восстановления состава преобразованного вулканического пепла [13]. Применение данной диаграммы ограничено различной подвижностью элементов, которые положены в ее основу. Исследования показали значительный вынос циркония и ниобия, а также в меньшей степени иттрия [1, 7].

Применение данной диаграммы ограничено различной подвижностью элементов, которые положены в ее основу. С высокой концентрацией тория связана повышенная радиоактивность прослоев. Она регистрируется при гамма-каротаже, а также при применении малогабаритного радиометрического оборудования в горных выработках. Тонштейны с низким содержанием тория во всех случаях представлены разностями основного или среднего состава. Наличие высокоториевых разностей тонштейнов указывает на проявление кислого или щелочного вулканизма.

Редкоземельные элементы широко используются в качестве геохимических индикаторов для пирокластического материала в угле, что объясняется их предсказуемым поведением при различных геохимических процессах. Нормированные на хондрит графики распределения РЗЭ для большинства изученных образцов характеризуются отчетливой отрицательной европиевой аномалией. На кривых распределения РЗЭ отмечается преобладание легких РЗЭ над тяжелыми. Подобные графики распределения с отрицательной европиевой аномалией характерны для пирокластики кислого состава. На графиках распределения РЗЭ для тонштейнов образовавшихся с участием кислой пирокластики щелочного ряда сохраняется схожий тренд, что и для кислых нормального ряда, но с менее выраженной европиевой аномалией.

Каждый из предложенных критериев имеет свои особенности, которые необходимо учитывать при их использовании. Только комплексный подход позволяет достоверно восстановить исходный состав пирокластического материала из которого сформировались тонштейны.

Так, для тонштейнов образовавшихся из пирокластики кислого состава отличительными особенностями являются: высокая концентрация тория, низкие значения титанового модуля, контрастная отрицательная европиевая аномалия.

Партинги сформированные из пеплов среднего и основного составов характеризуются низкими концентрациями тория, повышенными значениями титанового модуля. Графики нормированных на хондрит РЗЭ не имеют Eu аномалии. В составе разностей основного состава наблюдается высокая концентрация Sc и V.

О присутствии пирокластики щелочного ряда свидетельствует высокая концентрация РЗЭ, Y, Zr, Nb, Hf, Ta и Th в составе тоншейнов.

С использованием комплекса критериев был восстановлен состав пирокластического материала из которого сформировались тонштейны, диагностированные в угольных пластах Кузнецкого и Минусинского бассейнов.

Угольные платы Черногорского месторождения Минусинского бассейна, такие как Гигант, Мощный, Великан, Двухаршинный, характеризуются наличием тонштейнов, которые сформировались из пирокластики преимущественно кислого и щелочного состава. В угольных пластах Бейского месторождения Минусинского бассейна (19, 17, 16) также диагностированы тоштейны кислого и щелочного состава. Исходный пепловый материал сформировавший эти прослои оказал существенное влияние на геохимию данных пластов.

В угольных пластах Изыхского месторождения, таких как XXIII, XXVIII и XXX, выявлены значительные концентрации редких металлов. В данных пластах также диагностировано наличие тонштейнов, которые сформировались из пеплов кислого состава щелочного ряда.

В пластах угля Кузнецкого бассейна (Горелый, VI, IV-V), в составе которых отмечались контрастные аномалии редких элементов-примесей также было диагностировано наличие породных прослое, генезис которых связан с пирокластическим материалом. Комплекс элементов, которыми обогащены тонштейны и вмещающие их угли, свидетельствует о преимущественно щелочном составе исходного пеплового материала.

В ходе исследования был предложен комплекс минералого-геохимических критериев идентификации преобразованной вулканогенной пирокластики. Комплекс включает в себя полевую диагностику, изучение минерального состава измененного пирокластического материала, а также его геохимических особенностях, свидетельствующих об исходном составе. Первичный состав пеплов идентифицирован на основе $TiO2/Al2O3$, диаграммы $Nb/Y–Zr/TiO2$, нормированных на хондрит графиков распределения РЗЭ, содержание редких и радиоактивных элементов. Комплекс методов позволил определить состав исходного пеплового материала, послужившего источником для формирования тонштейнов.

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

Литература

1. Арбузов С.И., Ильенок С.С., Вергунов А.В., Шалдыбин М.В., Соболенко В.М., Некрасов П.Е. Минералого-геохимическая идентификация продуктов эксплозивного вулканизма в углях Минусинского бассейна // Петрология магматических и метаморфических комплексов. Вып. 9. Материалы IX Всероссийской петрографической конференции с международным участием. – Томск: Изд-во Томского ЦНТИ, 2017. – С. 35–37.
2. Ван А.В. Вулканогенный пепел в угленосных отложениях верхнего палеозоя Средней Сибири // Литология и полезные ископаемые, 1972. – №1. – С. 40-51.
3. Ван А.В. Роль вулканизма в образовании мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. // Тр. Западно-Сибирского отделения ВМО, Вып.1. Магматизм, литология и вопросы рудоносности Сибири. – Новосибирск, 1974. - С. 52-61.
4. Ван А.В. Роль пирокластического материала в угленосных отложениях Кузнецкого бассейна. // Советская геология, 1968. - №4. – С. 129-137.
5. Ван А.В. Эпигенез и метагенез угленосных отложений Кузнецкого бассейна // Постседиментационные преобразования осадочных пород Сибири. – М.: Наука, 1967. – С. 99-118
6. Вергунов А. В., Арбузов С. И., Соболенко В. М. Минералогия и геохимия тонштейнов в углях Бейского месторождения Минусинского бассейна //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – №. 2. – С.155-166.
7. Вергунов А. В., Арбузов С. И., Еремеева В. В. Минералогия, геохимия и генезис редкометалльного Zr-Nb-Hf-Ta-РЗЭ-Ga оруденения в пласте XXX Минусинского бассейна // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – №. 7. – С. 49-62.
8. Юдович Я.Ю., Кетрис М.П. Основы литохимии. – Санкт-Петербург: Наука, 2000. – 479 с.
9. Arbuzov, S.I., Mezhibor, A.M., Spears, D.A., Ilenok, S.S., Shaldybin, M.V., Belaya, E.V.Nature of Tonsteins in the Azeisk Deposit of the Irkutsk Coal Basin (Siberia, Russia) // Int. J. of Coal Geology, 2016.- Vol 152. - pp. 99-111 DOI: 10.1016/j.coal.2015.12.001
10. Burger, Kurt. Petrography and geochemistry of tonsteins from the 4th Member of the Upper Triassic Xujiahe formation in southern Sichuan Province, China / Kurt Burger, Yiping Zhou, Youliang Ren // International Journal of Coal Geology. – 2002. – V. 49. – P. 1–17.
11. Crowley S.S., Stanton R.W., Ryer T.A. The effects of volcanic ash on the maceral and chemical composition of the C coal bed, Emery Coal Field, Utah. Organic Geochemistry, 1989, vol. 14, pp. 315–331.
12. Hower J.C., Rupport L.F., Cortland F.E. Lanthanide, yttrium, and zirconium anomalies in the Fire Clay coal bed, Eastern Kentucky// Int. J. Coal Geology. 1999, Vol. 39. № 1-3. - P. 141-153.
13. Spears D.A. The origin of tonsteins, an overview, and links with seatearths, fireclays and fragmental clay rocks // Int. J. of Coal Geol. – 2012. – V. 94. – P. 22–31.
14. 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.
15. 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.
16. Zhou, Y., Bohor, B.F., Ren, Y., 2000. Trace element geochemistry of altered volcanic ash layers (tonsteins) in Late Permian coal-bearing formations of eastern Yunnan and western Guizhou Province, ChinaInt. J. of Coal Geol., 2000. – 44. – P. 305–324

17. Zielinski, R.A. Element mobility during alteration of silicic ash to kaolinite-a study of tonstein / R.A. Zielinski // Sedimentology. 1985. – Vol. 32. – 567–579 pp.

ХАРАКТЕРИСТИКА МИНЕРАЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА ОСНОВНЫХ ТИПОВ РУД МЕСТОРОЖДЕНИЯ АЛАЙГЫР

Есендосова А.Н.
Научный руководитель - доцент М.В. Пономарева
Карагандинский технический университет, г. Караганда, Казахстан

Для определения ряда ключевых минералогических параметров, таких как форма нахождения металла в руде, раскрытие минерала и минеральных соединений, был проведен количественный минералогический анализ на представительных навесках проб, окисленных и рядовых сульфидных руд с восточного и западного участков месторождения Алайгыр.

Месторождение Алайгыр относится к атасускому стратиформному свинцово-цинковому типу [2].

Месторождение расположено в восточной части Успенского синклинория (успенской зоны смятия). В строении района месторождения принимают участие образования терригенно-карбонатной формации и спилит-кремнисто-терригенной формации фамен-турнейского возраста, а также угленосная параллелическая формация субщелочных риолитовых порфиров раннепермского возраста [2].

На месторождении выделено три технологических сорта руд: сульфидные, смешанные и окисленные.

Руды месторождения Алайгыр представляет свинец, связанный в сульфидных рудах с галенитом, а в окисленных с церусситом при незначительной доле ангезита, пироморфита и платтерита [2].

Сульфидные руды составляют основную долю запасов – 59%. Основным минералом-носителем является галенит, с которым связано более 85% свинца. Смешанные руды составляют 15,5% от общих запасов руды на месторождении. Основные рудные минералы представлены галенитом и церусситом. Окисленные руды составляют 25,5% от общих запасов. Они залегают в верхних частях рудной зоны и представлены церусситом.

Испытания проводились на четырех пробах, две из которых представляли окисленную минерализацию, и две – сульфидную. Изученные пробы идентифицировались следующим образом: восточная окисленная; западная окисленная; рядовая сульфидная; богатая сульфидная [1].

Рис. 1 Фотографии проб восточной и западной окисленных руд

Рис. 2 Фотографии проб рядовой и богатой сульфидной руд

Также из двух типов окисленной руды была составлена композитная проба (при соотношении 50/50), которая подверглась исключительно испытаниям флотации.

Каждая из трех проб, предназначенных для испытаний измельчения, была подготовлена по следующей схеме. Изначально из пробы было отобрано 20 образцов, каждый крупностью -75+50 мм для испытаний на индекс низкоэнергетического воздействия по Бонду. После завершения испытания оставшийся материал проб дробился до крупности 100% класса 20 мм, и отбирались навески для испытания по определению индекса абразивности и измельчаемости в мельнице ПСИ. Затем пробы постадийно дробились до крупности 100% класса 12,5 мм, и из издробленного материала отбиралась навеска весом 15 кг для определения рабочего индекса измельчения в стержневой мельнице по Бонду, после чего пробы дробились до крупности 100% класса 3,35 мм, и из издробленного материала отбиралась навеска весом 10 кг для определения рабочего индекса измельчения в шаровой мельнице по Бонду. В итоге пробы были издроблены до крупности 100% класса 2,0 мм, и для испытаний по определению индекса измельчения в вибрационной мельнице Metso была отобрана навеска весом 12 кг [1].

Модальный минеральный состав пробы восточной окисленной руды представлен в основном кварцем (57,2%) и слюдой (25,9%), при этом в мелкой фракции доля слюды увеличивается относительно кварца. Также в составе пробы обнаружено небольшое количество полевого шпата и силикатных примесей. Что касается свинцовой минерализации, то согласно полученным данным основным минералом в руде является церуссит (4,0%), но также присутствуют следы галенита (0,3%).

Результаты анализа показали, что практически все минеральные соединения являются сложными, минералы свинцовой группы находятся в соединении преимущественно с силикатами и слюдами, в меньше степени – с кварцем, полевым шпатом и каолинитом.

Минеральный состав пробы западной окисленной руды был представлен кварцем (50,8%), минералами группы полевого шпата (23,2%) и слюдой (13,5%). При уменьшении крупности снижается содержание кварца и увеличивается содержание слюды. Содержание полевого шпата в основном не изменяется в зависимости от крупности. Самым распространенным свинцовым минералом является церуссит (5,4%), также руда содержит некоторое количество галенита (0,7%). Полученные результаты показали, что в неразделенной на фракции пробе 85,4% свинца присутствует в форме церуссита, в форме галенита – 12,5%, в виде вторичных свинцовых минералов – 1,4%. Распределение свинца в двух основных минералах остается относительно выдержанным независимо от размера частицы [1].

Анализ пробы рядовой сульфидной руды показал, что основными минералами являются кварц (38,9%), полевой шпат (35,7%) и слюда (12,5%). Соотношение содержания всех трех минералов сохраняется практически неизменным, за исключением фракции – 20 мм, при которой содержание слюды увеличивается за счет кварца и полевого шпата.

В отличие от обеих проб окисленной руды самым распространенным свинцовым минералом в пробе рядовой сульфидной руды является галенит (4,1%), также в руде представлен церуссит (0,6%) и вторичные минералы свинца. Количество галенита в различных фракциях изменялось от 2,2% во фракции 75 мм и -75+53 мм до 9,4% во фракции -20 мм. По пробам рядовых сульфидных руд получены существенно более низкие показатели раскрытия минералов по сравнению с обоими окисленными типами исследуемых руд: к категории «раскрытых» отнесено 29,1% руд, к категории «среднераскрытых» – 25,1% (суммарно 54,2%).

Поскольку галенит является основным свинцоносным минералом, его характеристики по степени раскрытия близко совпадают с характеристиками минералов свинцовой группы. Церуссит значительно уступает галениту по распространенности, а также характеризуется более низким раскрытием: на категорию «раскрытых» приходится 0,4%, на категорию «среднераскрытых» – 19,0% (суммарно 19,4%) [1].

Результаты селективного химического анализа на оксиды свинца подтвердили, что окисленная руда обоих типов в основном представлена окисленной минерализацией – 91,6% и 94,4% свинца в пробах восточной и западной окисленной руды, соответственно, находится в форме окисленных минералов.

Данные, полученные по сульфидным рудам, показали, что 45,0% свинца в пробе рядовой сульфидной руды находится в окисленной форме. Однако последующий минералогический анализ показал, что эти данные могут быть ошибочными и завышенными по сравнению с фактическим содержанием окисленных минералов свинца. Анализ пробы богатой сульфидной руды показал, что 15,9% свинца в пробе находится в окисленной форме. Согласно полученным результатам общее количество свинца, содержащегося в пробах, изменялось от 3,47% для проб восточной окисленной руды до 14,53% для проб богатой сульфидной руды.

Литература

1. Доразведка свинцового месторождения Алайгыр. Отчет Алайгырской партии о доразведке свинцового месторождения Алайгыр. Проекты АО «Тау-Кен Самрук». - РК, Караганда, 2018. – 423с.
2. Медведев В.К. -Разведка свинцового месторождения Алайгыр.». - РК, Караганда, 1988. – 15кн.

ЭЛЕМЕНТЫ-ПРИМЕСИ В УГЛЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШУБАРКОЛЬ (ЦЕНТРАЛЬНЫЙ КАЗАХСТАН)

Ибрагимова Д.А.
Научный руководитель - профессор В.С. Портнов
Карагандинский технический университет, г. Караганда, Казахстан

Месторождение Шубарколь представляет собой мульду юрского возраста, сформировавшуюся на дислоцированных отложений палеозоя (рис.). Угленосные отложения залегают с резким угловым несогласием на подстилающих терригенно-карбонатных с примесью туфового материала отложениях карбонового возраста [3].

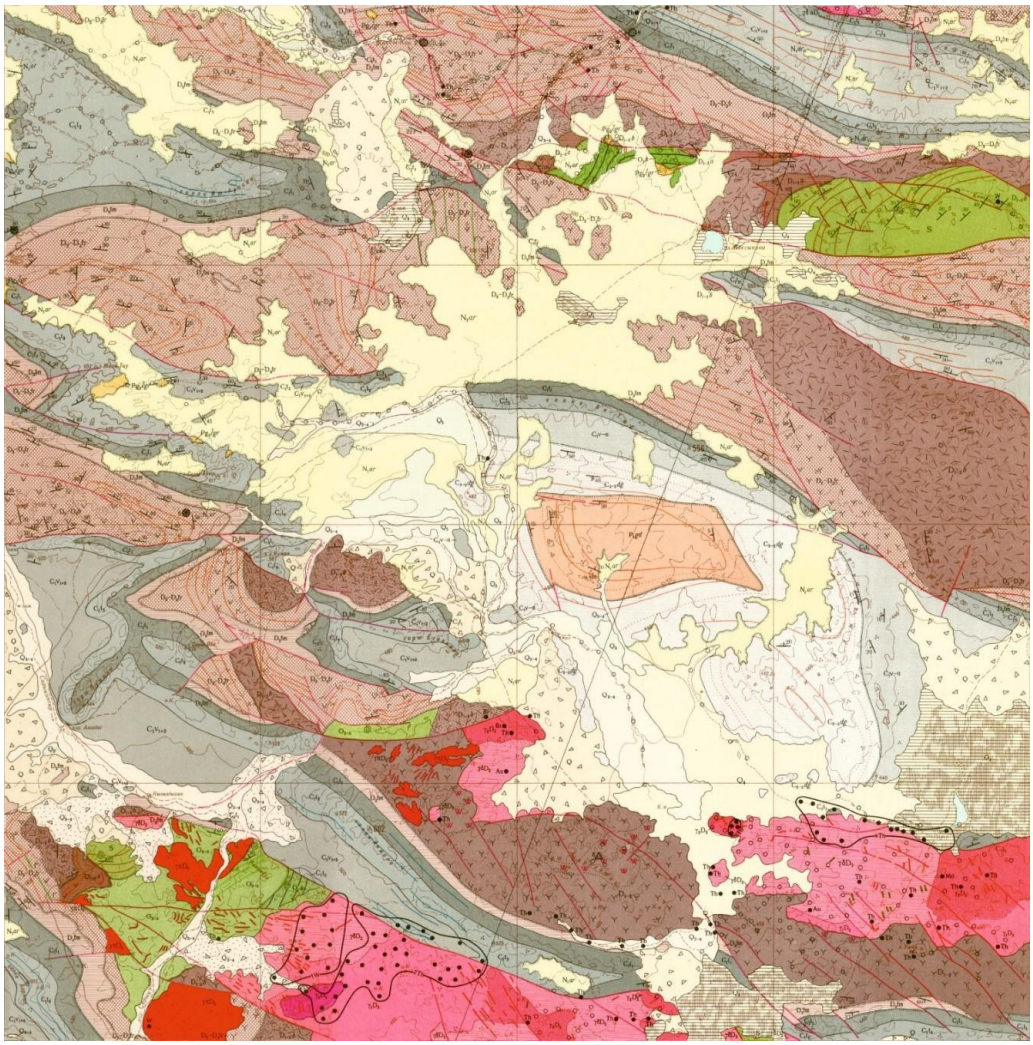


Рис. Геологическая карта района месторождения Шубарколь (по В.Г. Тихомирову и др., 1961)

Для оценки углей и золы углей был исследован спектр элементов-примесей на участке Центральный-2 Шубаркольского месторождения. При изучении лабораторной золы угля были использованы методы ИНАА (инструментальный нейтронно-активационный анализ), по данным атомной спектроскопии, анализ масс-спектрометрическим методом с индуктивно связанной плазмой (ICP MS), опробование проводилось по методике Национального исследовательского Томского политехнического университета (Арбузов С.И., Ершов, 2008).

Золы углей всех основных пластов, за исключением самого нижнего в изученном разрезе пласта 1В21, характеризуются алюмосиликатным (кислым) составом с отчетливым преобладанием кремнезема и SiO_2/Al_2O_3 отношением от 1,4 до 2,4. Высококальциевых (щелочных) зол в изученном разрезе не установлено.

Пониженное значение кремний-алюминиевого отношения характерно для высокоглиноземистой золы угля верхней пачки пласта 2В2, содержащей в среднем 35,8 % Al_2O_3 [1].

Высокожелезистые золы углей пласта 1В21 содержат в среднем 39,4 % Fe_2O_3. Такие содержания позволяют рассматривать золу угля этого пласта как потенциальный источник железа, так как в процессе сжигания угля на ТЭС основная масса железа переходит в магнитную фракцию. Металл легко извлекается магнитной сепарацией [1].

Золы угля участка Центральный-2 Шубаркольского месторождения отличаются высокими содержаниями многих элементов-примесей [5]. Данные получены путем пересчета из угля (Ketris, Yudovich, 2009).

Угли и золы угля аномально обогащены большой группой элементов. По средним данным для золы угля участка Центральный-2 она обогащена по сравнению со средними данными для золы каменных углей мира Sc, V, Co, Ni, Cu, Zn, Ga, Sr, Y, Zr, Mo, Ag, Sn, Sb, Cs, Ba, Hf, Th, в меньшей степени, U и лантаноидами. Коэффициент концентрации некоторых элементов достигает 2 (Sc, Y, Zr, Ag, Cs, Ba) и даже 5 (Co). Для отдельных пластов эти значения существенно выше. Например, в пласте 2В3 содержание кобальта в золе угля выше его кларковых значений в 13 раз, а в пласте 2Вн.п. – в 14. В пласте 2В3 в золе содержание циркония превышает кларк в 14,5 раз, молибдена – в 9,3, а серебра – в 8,6 [2.4].

Для отдельных проб эти различия еще более контрастны. Содержание циркония достигает 1,14 %, иттрия – 690 г/т, бария – 4 %, стронция – 0,55 %, кобальта – 0,29 %, ванадия – 0,25 %, никеля – 0,15 %, скандия – 440 г/т, меди 490 г/т, урана – 152 г/т. Многие из этих цифр соответствуют рядовым рудам современных промышленных месторождений этих металлов. Однако средне - взвешенные содержания на пласт уже не так значимы раза.

При сжигании угля не на современных ТЭС, а в мелких котельных при использовании технологии слоевого сжигания, получаемые золошлаковые отходы еще беднее ценными элементами за счет достаточно большого недожога и разубоживание золы несгоревшим материалом угля.

Как следует из данных, которые были получены при изучении содержания основных золообразующих компонентов (в %) и элементов-примесей (г/т) в золошлаках котельных (с недожогом), золошлаки отличаются большим недожогом, в среднем более 46 % (средняя зольность 53,6 %), в связи с этим оценить значимость этих отходов как источника металлов не представляется возможным. Хотя и из этих данных видна высокая железистость золошлаков (8,8 %). Из этих данных видно, что золошлаки наряду с железом обогащены и другими сидерофильными металлами (Cr, Co, Ni). Здесь же отмечены незначительные превышения над кларком цезия и иттрия. В них чрезвычайно низкие концентрации ртути, что естественно для любых золошлаков в связи с ее большой летучестью при высоких температурах и, соответственно, выносом с дымовыми газами при сжигании угля [1].

Для получения более корректных оценок был определен состав золошлаков после озоления недожога, отсюда следует, что золошлаки котельных при избавлении от недожога отличаются незначительным обогащением редкими элементами, в основном лантаноидами, иттрием, цирконием, бериллием, торием и скандием. Кроме того, в них повышено содержание молибдена и меди. Особенно значительны аномалии кобальта, никеля и хрома. На фоне аномально высокой железистости золошлаков (15,3 %) это указывает на наличие пород базитового состава в обрамлении угленосной впадины и на их значительную роль в формировании угленосных толщ.

Результаты исследований. В результате выполненных исследований выяснилось, что отдельные пласты угля аномально обогащены группой редких элементов. Благодаря своей низкой зольности, золы угля участка Центральный-2 Шубаркольского месторождения отличаются высокими содержаниями многих элементов-примесей. Золы углей аномально обогащены большой группой элементов. По средним данным для золы угля участка Центральный-2 она обогащена по сравнению со средними данными для золы каменных углей мира Sc, V, Co, Ni, Cu, Zn, Ga, Sr, Y, Zr, Mo, Ag, Sn, Sb, Cs, Ba, Hf, Th, в меньшей степени, U и лантаноидами. Коэффициент концентрации некоторых элементов достигает 2 (Sc, Y, Zr, Ag, Cs, Ba) и даже 5 (Co). Для отдельных пластов эти значения существенно выше. В пласте 2В3 содержание кобальта в золе угля выше его кларковых значений в 13 раз, а в пласте 2Вн.п. – в 14. В пласте 2В3 в золе содержание циркония превышает кларк в 14,5 раз, молибдена – в 9,3, а серебра – в 8,6 раза. Для отдельных проб эти различия еще более контрастны. Содержание циркония достигает 1,14 %, иттрия – 690 г/т, бария – 4 %, стронция – 0,55 %, кобальта – 0,29 %, ванадия – 0,25 %, никеля – 0,15 %, скандия 440 г/т, меди – 490 г/т, урана – 152 г/т. Многие из этих цифр соответствуют рядовым рудам современных промышленных месторождений этих металлов.

В результате исследований можно сделать следующие выводы:

1. Установлено, что золы углей месторождения в целом пригодны для промышленного получения циркония и группы редкоземельных элементов (РЗЭ+Y).

2. В угле и золе углей некоторых пластов Шубаркольского месторождения отмечено повышенное содержание железа. В частности, в пласте 1В21 среднее содержание Fe_2O_3 составляет 39,4 %, а в среднем для всех исследованных пластов 5,6 %. При этом извлеченная магнитная фракция будет обогащена Co, Ni, Cu, Mo и, возможно, Mn. Эта магнитная фракция, несмотря на сравнительно небольшие ресурсы железа и содержащихся в ней примесей, может представлять реальный практический интерес, так как в последние десятилетия появились новые технологии переработки железных руд мелкими производителями для нужд малотоннажного производства.

Таким образом, угли и золы углей участка Центральный-2 Шубаркольского месторождения отличаются низкими содержаниями токсичных и потенциально токсичных элементов-примесей. По этой характеристике они являются экологически безопасными и могут использоваться без ограничений для производства вторичной продукции.

Литература

1. Беляев В.К., Педаш Е.Т., Ко Н.А. Малые элементы в углях и вмещающих породах Шубаркольского месторождения // Разведка и охрана недр, 1989. – №11. – С.12–16.
2. Поцелуев, А.А., Арбузов, С.И., Рихванов, Л.П. Микроэлеметы в золах каменных углей и перспективы их комплексного извлечения. // Природный комплекс Томской области. Т.1. Геология и экология. – Томск: Изд - во ТГУ, 1995. – С.260–268.
3. Педаш Е.Т., Ко Н.А. Отчет о детальной разведке Шубаркольского угольного месторождения. Книга 1. Текст отчета. Караганда, 1987. – 320 с.
4. Юдович Я. Э., Кетрис М. П. Токсичные элементы-примеси в ископаемых углях. Екатеринбург: УрО РАН, 20055.
5. Ketris M. P., Yudovich Ya. E. Estimations of Clarkes for carbonaceous biolithes: World averages for trace element contents in black shales and coals // Int. J. Coal. Geol., 2009. – V.78.– №2.– P.35–148.

ПРОЯВЛЕННОСТЬ МАССИВОВ ЭВУРСКОГО И НИЖНЕАМУРСКОГО ПЛУТОНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ В АЭРОГАММАСПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИХ ПОЛЯХ

Корнаков И.О.
Научный руководитель - профессор Е.Г. Язиков
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обьекты исследования находятся на листе N-54-XXXI, административно территория расположена в пределах двух районов Хабаровского края – им. Полины Осипенко и Ульчский. [1]

При интерпретации результатов были выявлены неоднородности земной коры разных видов.

Неоднородности земной коры, выраженные в аномалиях поля силы тяжести.

Аномалия положительного знака пространственно отвечает выделенному при геологическом картировании Болокоуоли-Гореловскому массиву гранитоидов второй фазы эвурского комплекса (гранодиориты, кварцевые монцодиориты, кварцевые диориты, граниты). Она (5х17 км) расположена на водоразделе рек Им и Бичи. Охватывает верховья ручьёв Люкдука, Альгакан, Южный Болокуоли.

Аномалия положительного знака. Пространственно совпадает по контуру с Годыкским массивом позднемеловых гранодиоритов, кварцевых монцодиоритов и гранитов эвурского комплекса. Вторая фаза внедрения. Она (6х30 км), имеет северо-восточную ориентировку по длинной оси, расположена на Бичи-Пильденском водоразделе.

Аномалия отрицательного знака. Пространственно совпадает по контуру с Ангочиканским массивом позднемеловых гранодиоритов, тоналитов, плагиогранитов, гранит-порфиров и куварцевых диоритов нижнеамурского комплекса. Вторая фаза внедрения. Она (7х28 км), имеет субмеридиональную ориентировку по длинной оси, расположена в зоне контакта верхнеюрских образований лимурчанской толщи и нижнемеловых отложений горинской свиты.

Неоднородности земной коры, выраженные в аномалиях магнитного поля.

Аномалия положительного знака представлена двумя площадными экстремумами напряжённостью 2-400 нТл пространственно. Внутренняя структура аномалии осложнена линейными экстремумами странных форм, иногда с признаками концентричности. Положение экстремумов, можно предположить, что отвечает положению трещин растяжения контролировавших внедрение магматических расплавов с аномальными магнитными свойствами. Судя по морфологии экстремумов, Болокоуоли-Гореловский массив имеет крутые, возможно разломные постмагматические ограничения (блоковое строение).

Аномалия положительного знака представлена серией площадных и линейных экстремумов напряжённостью 2-200 нТл в контуре гравиметрического аналога. Пространственно локализуется в контуре ограничивающем Годыкский массив позднемеловых гранодиоритов, кварцевых монцодиоритов и гранитов эвурского комплекса. Вторая фаза внедрения. Дискретное распределение экстремумов в контуре массива свидетельствует о его сложном строении.

Неоднородности распределения на земной поверхности калия, урана и тория, выявленные по данным аэрогаммаспектрометрии.

Территория рассматриваемого аэрогаммаспектрометрической съёмки в целом характеризуется низким фоном содержаний радиоактивных элементов в приповерхностной части поверхности. Повышенные концентрации ЕРЭ обычно отвечают областям проявления интрузивной деятельности, где локализуются в ореолах разной площади распространения.

Аномалия является комплексной K, U, Th. Представлена в разной степени сочетающимися ореолами концентрации ЕРЭ в контуре Болокоуоли - Гореловского массива позднемеловых кварцевых монцодиоритов, кварцевых диоритов и гранитов. Аномалия вероятно связана с фоновым повышением содержания ЕРЭ в акцессорных минералах горных пород и процессами калишпатизации плагиоклазов. Аномалия располагается на водоразделе рек Им и Бичи [2].

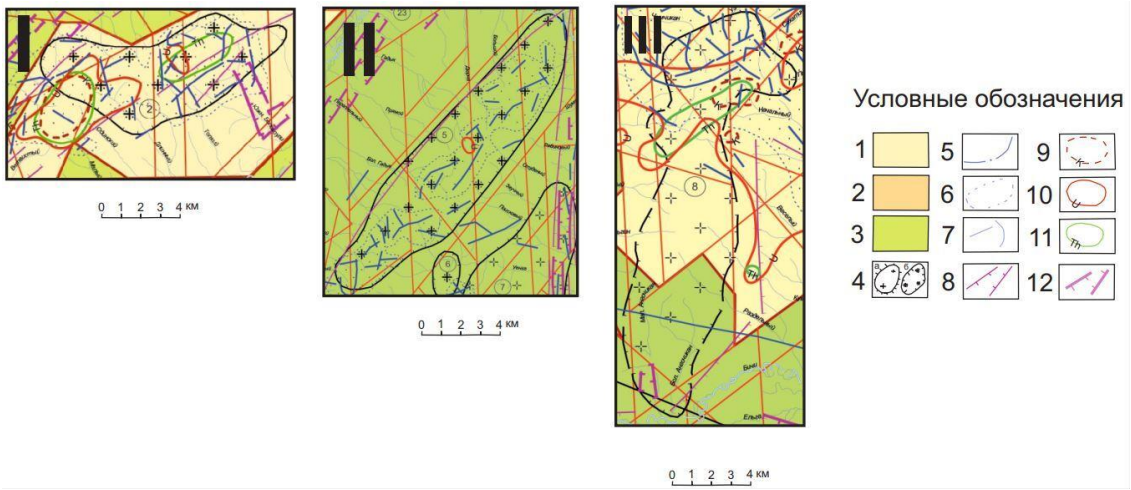


Рис. Карта комплексной интерпретации геофизических материалов. I - Болокоуоли - Гореловский массив, II - Годыкский массив, III - Ангочиканский массив [2]

*Градации интенсивности аномального поля, отражающие основные неоднородности геологической среды в условных единицах: 1 – Интервал от -5 до +n (избыточная плотность), 2 - Интервал от -5 до -20 (средний уровень плотности), 3 - Интервал от -20 до -n (значительное разуплотнение), 4 – Изометрические неоднородности поля, отожествляемые с не вскрытыми эрозией интрузивными массивами, выраженные относительным снижением интенсивности аномального поля (относительным разуплотнением среды, гранитизация) – а; относительным повышением интенсивности аномального поля (аномалия положительного знака) – б, 5 – Контуры ограничивающие площадные положительные аномалии магнитного поля, 6 – Контуры ограничивающие локальные положительные аномалии, отожествляемые с не вскрытыми эрозией интрузивными массивами, сложенные породами с аномальными магнитными свойствами, 7 – Линейные локальные аномалии положительного знака, отожествляемые с мелкими трещинными интрузивными телами магнитоактивных пород, 8 – Структуры в неоднородностях поля эффективных сопротивлений, отожествляемые с зонами водонасыщенных рыхлых и сильнотрещиноватых пород в полях развития дизъюнктивного процесса, а также связанных с ним зон трещиноватости, кор выветривания, русловой и озерной седиментации рыхлых отложений, 9 – Контуры аномалий (> 2%) содержания калия по изотопу K_{40}, 10 – Контуры аномалий (> 2,5*10^{-4}%) содержания урана, 11 – Контуры аномалий (> 10*10^{-4}%) содержания тория, 12 - Структуры в неоднородностях поля эффективных сопротивлений, отожествляемые с участками значительной мощности обводненных трещиноватых пород и рыхлых отложений в грабенах, а также в зонах отожествляемых с тальвегами палеорусел водотоков.*

Литература

1. Арапов В. Н., Амелин С. А. *Проект на проведение работ по региональному геологическому изучению недр по контракту с ФГБУ «ВСЕГЕИ» .№ 15-8/19-2 от 26.04.2019 г : «Выполнение геолого-съемочных работ в пределах листа N-54-XXXI (Бараки-Баканская площадь) (1-3 этапы)» (на 2019 и на плановый период 2020 и 2021 годов в составе объекта работ ФГБУ ВСЕГЕИ «Проведение в 2019-2021 году региональных геолого-съемочных работ масштаба 1:200 000 на группу листов в пределах Дальневосточного ФО (Южные районы)», в рамках Государственного задания Федерального агентства по недропользованию от 28.12.2018 г. № 049-00013-19-00). Книга 1 – 229 л. текста, 12 рис., табл. 33, текст. прил. 3, граф. прил. 1, библ. 100; Книга 2 (УРС) –.17 л. Таблиц. АО "Дальневосточное ПГО", г. Хабаровск.
2. Информационный отчет Бараки-Баканской партии ОСП "Дальгеофизика" 2020 г

ЭЛЕМЕНТЫ ПРИМЕСИ В УГЛЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ШУБАРКОЛЬ» (УЧАСТОК «ЦЕНТРАЛЬНЫЙ-2»)

Культаев Б.Р.
Научный руководитель - профессор С.И. Арбузов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исследование элементов-примесей в углях различных месторождений и бассейнов по всему миру показало, что угли являются концентраторами многих ценных металлов. Детальный анализ углей каждого месторождения необходим для выявления промышленных кондиций различных ценных элементов.

«Шубаркольское» угольное месторождение является ценным промышленным и научным объектом. Главной особенностью данного месторождения являются низкие показатели зольности углей, при анализе проб, отобранных на участке «Центральный-2», показатели золы доходили до 1,3%-1,5%.

В месторождении изучены такие пласты, как 1В21,1В22,2В1н.п.,2В1в.п.,2В2н.п.,2В2в.п.,2в3,2в4. Всего было отобрано 107 проб углевмещающей породы и угля, из них 75 проб угля. Анализ концентраций элементов в угольных пробах производился посредством нейтронно-активационного анализа в институте Ядерной физики в лаборатории ядерно-геохимических методов исследования Томского политехнического университета, анализ был произведен заведующей лаборатории с.н.с. Судыко А.Ф. Так же был произведен ISP MS анализ в аналитическом центре ДВГИ ДВО РАН, г. Владивосток.

Угли месторождения «Шубарколь (участок «Центральный-2») характеризуются своей низкой и ультранизкой зольностью, отличаются низким содержанием золообразующих компонентов. В основном наблюдается преобладание кремнезема и глинозема. Так же стоит отметить высокое содержание фосфора по всему месторождению.

Элементы-примеси в пластах месторождения «Шубарколь» (участок «Центральный-2») в целом распределены неравномерно, что затрудняет сделать вывод о систематике накопления их в пластах. Показатели среднего содержания элементов-примесей ниже кларкового значения определенных М.П. Кетрис и Я.Э. Юдовичем для каменных углей мира (Ketris, Yudovich, 2009). Аномальным превышением кларкового значение характеризуется только кобальт. По полученным данным низкое содержание элементов-примесей наблюдается в пласте 1В21 в виду его аномальной низкой зольности (рис).

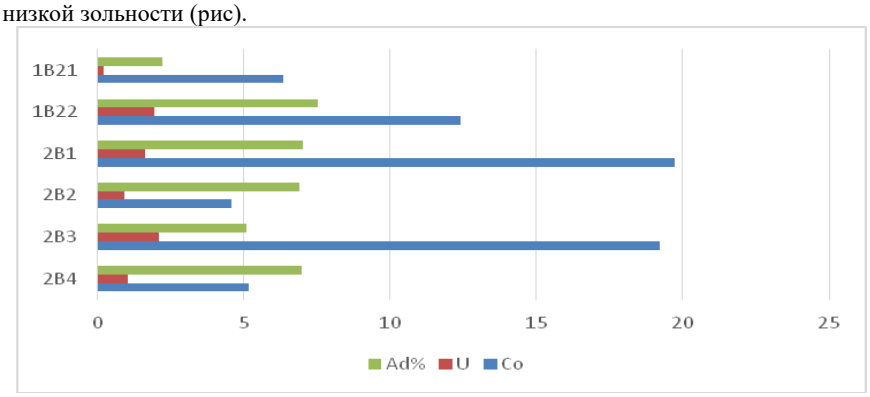


Рис. Распределение Co,U и Ad по пластам месторождения.

Благодаря своей низкой зольности золы угля месторождения отличаются высоким содержанием элементов-примесей (табл). Так же стоит отметить высокие показатели коэффициента концентрации достигающих 2, и даже 5 для Co.

Таблица

Элементы примеси в золе угольного месторождения «Шубарколь» (участок «Центральный-2»)

Золы	Средневзвешенное северный борт	Средневзвешенное западный борт	Средневзвешенное по месторождению	Кларк	Минимальные возможно промышленно значимые	Потенциально токсичные
Na	1,37	1,71	1,54	0,85		
Ca	2,91	2,40	2,57	1,70		
Sc	44,0	34,8	39,4	24,0	50,0	
Cr	115	115	**111**	120	7000	100
Fe	3,08	4,62	3,94	3,80		
Co	175	155	**165**	37,0	100,00	100,00
Zn	323	187	**254**	170	2000	200
As	30,1	34,1	32,2	46,0		300
Br	59,1	77,0	68,3	32,0		
Rb	93,5	104,8	99,3	110,0	175	
Sb	9,9	9,9	**9,9**	7,5	150	6,0
Cs	16,3	17,3	16,8	8,0	150	
Ba	3270	1755	2499	980		
La	82,7	86,1	84,4	76,0	750	
Ce	231	215	223	140		
Nd	76,9	80,8	78,9	75,0		
Sm	18,2	14,6	0,03	14,0		
Eu	3,42	2,91	3,08	2,60		
Tb	2,57	2,05	2,23	2,10		
Yb	9,59	8,73	9,07	6,90	7,5	
Lu	1,37	1,20	1,20	1,30		
Hf	13,2	14,7	14,0	9,0	25,0	
Ta	1,03	1,20	1,03	2,0	5,0	
Hg	0,86	2,23	**1,54**	0,87	5,0	1
Th	32,9	27,6	30,1	23,0		
U	20,7	14,7	17,6	15,0		

Изучение химического состава минеральной части углей является актуальной темой для оценки их токсичности. К экологически опасным относятся следующие элементы: As, Hq, Be, V, Zn, Pb, Mo, U, F, Cl, Ni, Cr, Co, Sb, B, Cu, Th, Ra. По данным таблицы можем сделать вывод, что к потенциально токсичным по данному месторождению относятся: Cr, Co, Zn, Sb, Yb, Hq. В целом месторождение «Шубарколь» (участок «Центральный-2») характеризуется низким содержанием токсичных и потенциально токсичных элементов, что делает угли данного месторождения потенциально безопасным энергетическим топливом.

Литература

1. Арбузов С. И. Природа аномальных концентраций скандия в углях // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2013. – Т. 323. – №. 1.
2. Кизильштейн Л. Я. Экогеохимия элементов-примесей в углях // Ростов н/Д: Изд-во СКНЦ ВШ. – 2002.
3. Юдович Я.Э. Грамм дороже тонны. Редкие элементы в углях // Издательство «Наука» // Москва //1989 г.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АЛАЙГЫР

Муратова А.М.
Научный руководитель - старший преподаватель Р.К. Мадишева
Карагандинский технический университет, г. Караганда, Казахстан

Актуальность работы определяется необходимостью разработки и совершенствования научно-методических основ прогноза и поисков месторождений свинца, а также выявления значимости рассматриваемого месторождения в структуре Казахстанской минерально-сырьевой базы свинца.

Свинцовые месторождения являются важным сырьевым источником цветной металлургии, производства благородных металлов и химической промышленности. В рудах свинцовых месторождений кроме основных металлов содержатся медь, серебро, золото, олово, висмут, сурьма, индия, кадмий, а также барит и флюорит. Месторождения этих металлов известны на всех континентах, а также в некоторых структурах океанов. Они широко распространены в широком возрастном диапазоне-от позднего архея до четвертичного. [7].

Казахстан занимает одно из лидирующих мест в мире по запасам свинца и цинка (2-е место), что составляет 13 и 15% соответственно от мировых запасов, а по содержанию металлов в рудах занимает 51 и 53 места. В республике разведано 83 месторождения свинцово-цинковых руд [8] [9]. В настоящее время эксплуатируются 13 месторождений. Основные скопления свинца и цинка расположены на стратиформных свинцово-цинковых и колчедано-полиметаллических месторождениях. Большая часть запасов свинца и цинка (75 и 85 %) принадлежат полиметаллическим месторождениям. Запасы свинца сосредоточены в трех регионах, %: Восток – 24,1; Центр – 57,4; Юг-18,5.

Одним из свинцовых месторождений Центрального Казахстана является месторождение Алайгыр. Месторождение расположено в Карагандинской области, на границе Каркаралинского и Шетского районов в 130 км к юго-востоку от города Караганда.Геологическое строение свинцового месторождения Алайгыр наиболее интенсивно изучалось в период его детальной разведки [2]. В период комплексного изучения Атасуйского района на нем проводили тематические работы сотрудники института геологических наук им К.И. Сатпаева АН КазССР, существенно уточнившие ряд геологических позиций и вопросов его генезиса [2][4][5].

В геологическом строении месторождения Алайгыр принимают участие вулканогенно-осадочные образования девонского возраста. Предыдущими исследователями в пределах изучаемой площади были выделены альбитофировая толща, относимая к среднему и низам верхнего девона, мощностью 500-600 м и туфогенно-осадочная толща фаменского возраста, мощностью до 500 м.

Альбитофировая толща в пределах изучаемой территории предыдущими авторами подразделялась на (снизу-вверх): порфировый горизонт Д2 – кварцевые порфиры с прослоями туфов, порфироиды; толща висячего бока – Д3 – туфы и туфолавы кварцевых порфиров, туффитовые и глинистые сланцы, известняки, известковые и углистые сланцы, кварцевые порфиры. Кроме того, выделены образования субвулканической (трещинной) фации – кварцевые порфиры, фелозиты и лавобрекчии. Альбитофировая толща сменяется фаменскими туфогенно-осадочными образованиями, представленными сланцами, алевролитами, песчаниками с линзами и прослоями известняков. Определение возрастных границ эффузивно-осадочных образований авторами не проводилось, поэтому за основу берутся возрастные определения пород предыдущих исследователей (рис) [2].

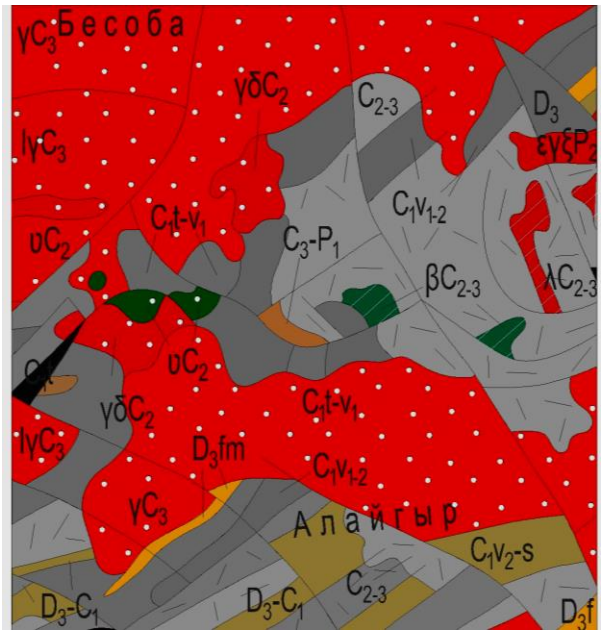


Рис. Обзорная геологическая карта

В результате литолого-структурного и петрохимического изучения месторождения, главным образом участка «Западный» авторами выделены риолит-порфиры, как магматические образования, которые предыдущими исследованиями трактовались как кварцевые порфиры и занимали как стратифицированные, так и рвущее положение.

Месторождение Алайгыр расположено в пределах региональной системы крупных тектонических нарушений и зон рассланцевания, объединяемых под названием Успенской зоны смятия.

Успенский синклинорий фиксируется локальным линейным минимумом силы тяжести, ориентированным параллельно Тектурмасскому офиолитовому шву. Пространственно он соответствует прогибу кровли гранитно-метаморфического слоя. Мощность последних уменьшается, но общая мощность земной коры увеличивается (с 42 до 50 км). По соотношению мощности верхних слоев (7: 14=0,5) земная кора близка к квазиокеанической-с мощными вулкано - осадочными и гранулит-базитовыми слоями и маломощной гранит-метаморфической. Впадина расположена во фронтальной части активной континентальной окраины, в лежачей стороне Тектурмасского разлома. Интенсивность гравитационного минимума над Успенским прогибом значительно превышает интенсивность максимума над Спасской зоной, что характерно для структурных пар активных континентальных окраин: предуговых изгибов и фронтальных островодужных поднятий [10].

Основной структурой Алайгырского рудного поля является сжатая брахиантиклинальная складка субширотного простирания. В ядре складки находятся сильно рассланцованные и метаморфизованные порфироиды и туфы среднего девона. Крылья сложены карбонатно-туфогенно-терригенными образованиями фамена с углами падения 60-85º [2, 3]. Более мелкая складчатость, характерная для многих полиметаллических месторождений Центрального Казахстана в пределах месторождения не характерна.

Среди разрывных нарушений относительно более древними являются согласные продольные нарушения типа межпластовых и межформационных срывов, осложняющие складчатые структуры и образовавшиеся в процессе формирования последних. Местами эти нарушения сопровождаются слабым рассланцеванием пород (туфопесчаников, алевролитов и др.) Близкие к ним по типу (вероятно и по времени образования) являются системы продольных и диагональных зон дробления и трещиноватости среди осадочных и магматических образований, в которых локализовано оруденение, где два сближенных диагональных разлома северного, северо-западного простирания, представляющие собой зоны дробления и трещиноватости, контролируют основное распределение свинца. Не исключено, что в это же время развивались и поперечные трещины разрыва, к которым местами приурочена рудная минерализация, обычно в местах пересечения ими продольных зон.

Более поздними являются мощные продольные зоны рассланцевания и дробления, с которыми связан динамометаморфизм в ядре и в некоторой степени на южном крыле антиклинали. Эти зоны не обнаруживают связи со складчатыми структурами, пересекая их под различными, большей частью острыми углами.

Наиболее молодые нарушения типа сбросо-сдвигов сравнительно широко развиты на месторождении. На участке «Западный» есть несколько нарушений подобного типа, в частности на Западном фланге и в северной части участка. Амплитуда вертикального перемещения по некоторым из этих нарушений, вероятно, достигает 50-100 и более метров. Горизонтальные перемещения блоков не превышают нескольких десятков метров.

По-видимому, движение блоков по этим нарушениям сопровождалось их поворотами на некоторый угол относительно друг друга. Следует отметить, что возможно более древние продольные и диагональные нарушения позднее подновлялись сбросово-сдвиговыми передвижками. К поперечным нарушениям и оперяющим их трещинам разрыва часто пространственно приурочены дайки андезитовых порфиритов.

Многочисленные тектонические деформации пород привели к образованию густой сети трещин кливажа. Если для более пластичных осадочных пород характерно в основном развитие кливажа течения, то есть сланцеватости, то более хрупким магматическим образованиям свойственно образование сети трещин кливажа различной ориентировки.

Основное промышленное значение свинца принадлежит крупным жильным свинцово-цинковым месторождениям, которые приурочены к зонам сравнительно мощных рудоносных разломов. Как правило, они непосредственно сочленяются с рудоконтролирующими разломами регионального типа. Жильное оруденение в рудоносных разломах носит сквозной характер – оно проявляется в образованиях нижних структурных ярусов, проникает в верхние, где также имеет значительный вертикальный размах [6].

Главные характеристики крупных месторождений свинца:

Рудоносным разломам присуще древнее заложение в домагматическое время или синхронно с внедрением интрузивных штоков, даек. Характерно длительное развитие зон разломов и, соответственно, многократное

подновление и крупные суммарные амплитуды перемещений, превышающие иногда 1000-1500м. К периоду образования руд они сокращаются до первых метров и менее.

В результате длительной дорудной подготовки возникают сравнительно мощные зоны умеренно деформированных пород, представляющие комбинацию удлиненных линзо- и ромбообразных тектонических блоков, которые отличаются различной степенью деформированности пород. Рудные тела концентрируются в зонах разломов, а в жильных телах, проникающих за пределы деформационной зоны нарушения, обособляются очень небольшая доля свинцовых руд.

Рудовмещающие разрывы в зонах рудоносных разломов подавляют трещины поперечных направлений, обычно играющие роль ограничителей оруденения. В связи с этим оруденение может прослеживаться в плане почти непрерывно на несколько километров, а на глубину, в образованиях нижних структурных ярусов, преимущественно более чем на 1 км, иногда достигая 1.5-2 км [6].

Литература

1. Баишев К.С. Околорудные изменения кислых эффузивов и их геохимические особенности на некоторых свинцовых месторождениях Центрального Казахстана. – Алма-Ата, 1967.
2. Бурштейн Е.Ф. Некоторые особенности строения Алайгырского рудного поля (Центральный Казахстан) Изв. вузов. Геология и разведка №7, 1961.
3. Мареичев А.М. Структурные особенности Успенской зоны смятия в Центральном Казахстане и основные этапы развития. В книге Материалы по геологии и полезным ископаемым Алтая и Казахстана. – Л., 1960.
4. Муканов К.М. Алайгыр. В книге Металлогения Казахстана. Месторождения руд свинца и цинка. Наука КазССР. – Алма-Ата, 1978.
5. Муканов К.М., Баишев К.С. Свинцовая вулканогенно-гидротермальная формация месторождения Алайгыр. В книге: Геология и металлогения Успенской тектонической зоны. Т.3. Изд-во Наука, Алма-ата, 1967.
6. Некрасов Е.М. Геология и структурные особенности жильных месторождений свинца и цинка. // Геология рудных месторождений. 2007. Т. 49. № 6. С. 559-570.
7. Контарь Е.С. Месторождения свинца и цинка в истории формирования земной коры. Литосфера. 2016;(3):5-26.
8. Свойства, потребление и производство основных видов минерального сырья. Кокшетау, 2003. – 252 с.
9. Сырьевая база свинца и цинка, меди, золота Казахстана. Алматы, 2002. – 102 с.
10. Шабалина Л.В. Модель глубинного строения Центрально-Казахстанской палеорифтовой системы // Известия НАН РК. Серия геол., 2003. № 4. С. 16-23.

РЕДКИЕ ЭЛЕМЕНТЫ В УГЛЯХ РАКОВСКОЙ ВПАДИНЫ (ПРИМОРЬЕ)

Попов Н.Ю., Чекрыжов И.Ю., Тарасенко И.А.
Научный руководитель - профессор И.А. Тарасенко
Дальневосточный геологический институт ДВО РАН, г. Владивосток, Россия

Введение. На территории Приморского края известны буроугольные месторождения, угли которых содержат редкие элементы (Ge, U, редкоземельные (РЗЭ) и др.) вплоть до промышленных концентраций. Объектом нашего изучения была кайнозойская Раковская впадина, расположенная северо-восточнее г. Уссурийск, имеющая относительно небольшие размеры (12х8 км) и вмещающая запасы бурого угля порядка 220 млн. т [3]. В угленосных отложениях Раковской впадины помимо собственно буроугольного месторождения ранее были выявлены аномалии урана, РЗЭ и других редких элементов [1, 2, 3, 7, 9]. Потенциально ценными элементами на месторождении являются Ge, W и Ga, а потенциально опасными U, Be, As и Sb [3]. Урановое и РЗЭ оруденение сконцентрировано, преимущественно в северной части впадины, где ее гранитное обрамление максимально проработано докайнозойской разрывной тектоникой [7, 9]. Угленосная толща олигоценового возраста сложена аргиллитами, алевролитами, песчаниками и конгломератами. На месторождении выделяют от 2 до 4 угольных пластов, представленных бурым углем марки 2БВ.

В результате изучения редкометалльно-угольных объектов Приморья, предшественниками предложено две модели формирования объектов данного типа, одна из которых предполагает, что эндогенные факторы являются решающим (субсинхронный вулканизм, гидротермы как источники металлов, зоны разломов как проводники) [3, 4, 8], а другая модель считает таковыми экзогенные факторы (гидрогенный и терригенный снос с пород обрамления) [2, 7]. Наши исследования были направлены на выявление геохимических признаков для уточнения основных факторов формирования редкометалльных углей Раковской впадины

Методы исследования. Для решения поставленной задачи был проведён отбор проб углей и породных прослоев по двум сечениям пласта III (рис. 1). Первое расположено в западном карьере, непосредственно вблизи гранитного массива обрамления впадины (сечение 1), второе на восточном участке, непосредственно в зоне разлома трассирующего кайнозойскую впадину (сечение 2). Также были взяты пробы из гранитного массива северного обрамления впадины. Определение микроэлементного состава проб проведено в Центре коллективного пользования ДВГИ ДВО РАН и выполнено методом масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой на спектрометре Agilent 7500 (AgilentTechn., США), определение содержаний H2O, ППП, SiO2 выполнено методом гравиметрии, определение содержания FeO выполнено методом титриметриии, определение содержаний остальных макроэлементов выполнено методом атомно-эмиссионной спектрометрии на спектрометре iCAP 7600 Duo.

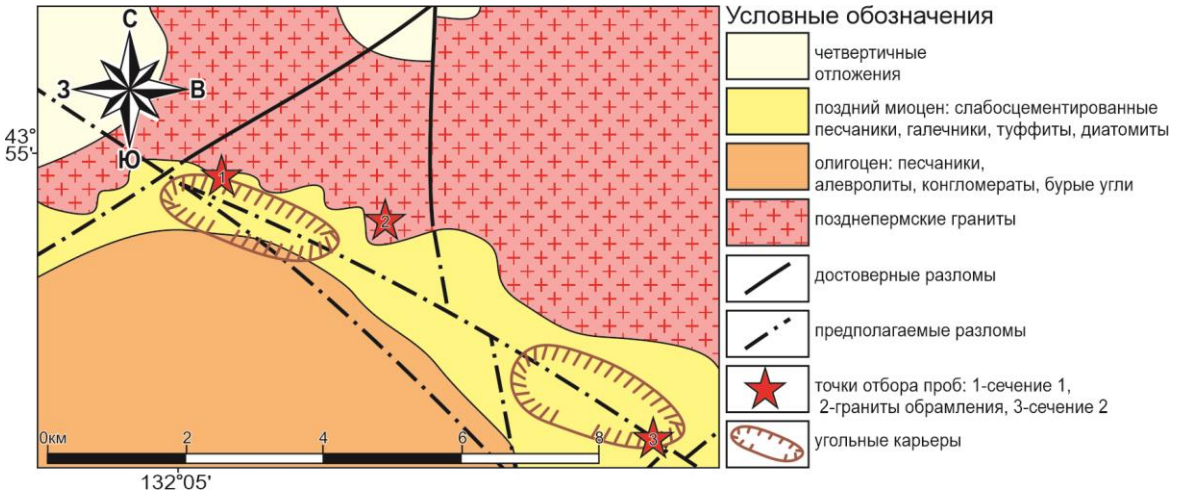


Рис. 1. Геологическая схема Раковской впадины

Результаты исследования и обсуждение. По аналитическим данным, полученным по углям, породным прослоям и обрамляющим впадину гранитам, были построены спайдер-диаграммы содержаний РЗЭ, нормированные на состав верхней континентальной коры [5] (рис. 2). На графике прослеживается явная геохимическая связь обогащенных РЗЭ углей с гранитами обрамления впадины. Наиболее повышенные концентрации РЗЭ установлены в углях сечения 1, расположенного ближе к гранитам, в отличие от углей сечения 2, расположенного непосредственно в зоне разлома, активного в кайнозое и потенциально рудогенерирующего. Характер распределения РЗЭ в углях, породных прослоях и гранитах подтверждает уже сделанный ранее вывод о связи РЗЭ и уранового оруденения в углях с гранитами [7]. Для изучения закономерностей распределения редких элементов в углях Раковской впадины было также проанализировано соотношение зольности каждой пробы к концентрации микроэлементов по сечениям 1 и 2. В результате чётко прослеживается, что с понижением зольности увеличивается концентрация группы тяжёлых лантаноидов, иттрия и урана, это связано с преимущественно гидрогенным механизмом обогащения ими углей, в то время как лёгкие лантаноиды и цирконий могли быть привнесены как в растворенном виде, так и в составе терригенной взвеси на этапе формирования угленосных отложений, из коры выветривания гранитов обрамления.

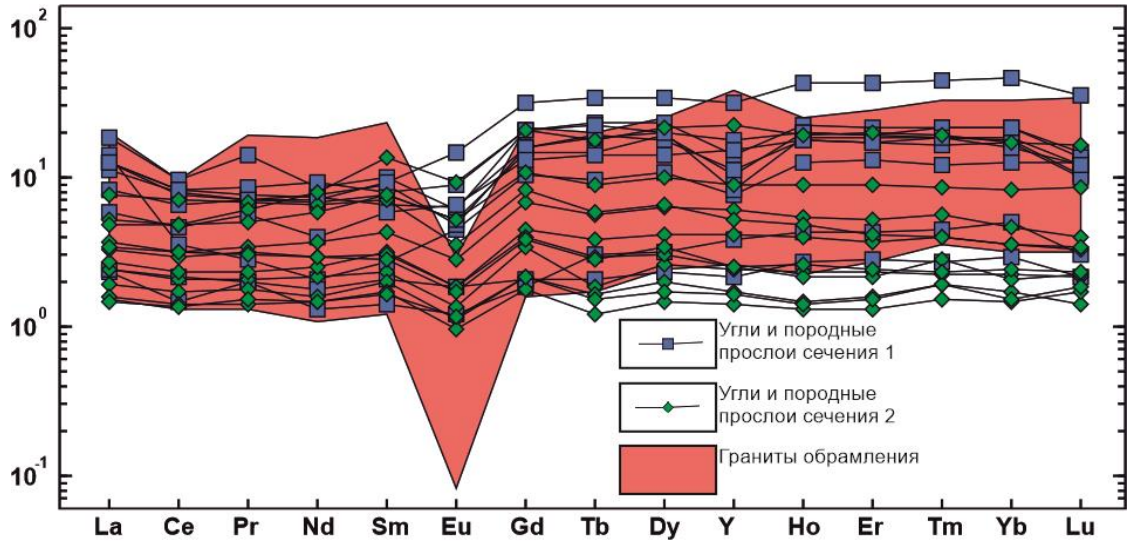


Рис. 2. Графики распределения РЗЭ в углях, породных прослоях и гранитах обрамления Раковской впадины. Нормировано на состав верхней континентальной коры [5]

Заключение. Угли и породные прослои в пределах Раковской впадины в сечении 1 более обогащены РЗЭ и ураном, хотя расположены на некотором расстоянии от тектонического разлома, но вблизи обрамляющего впадину гранитного массива, в котором также повышены содержания этих элементов. Пробы сечения 2 были отобраны на некотором удалении от гранитов, но угли здесь были интенсивно дислоцированы, располагаясь в активной тектонической зоне. Из этого следует, что обогащение угольных пластов редкоземельными элементами и ураном, в пределах впадины, по всей видимости, связано не с активной тектоникой и гидротермальными источниками, а с выносом этих элементов из коры выветривания гранитного массива. Ранее предполагалось наличие двух механизмов экзогенного поступления редких элементов в угли Раковской впадины - гидрогенного и терригенного [7]. Вывод был

обоснован различием торий-уранового отношения в разных угольных сечениях – аномально низкого, характерного для гидрогенного оруденения и высокого, как у большинства терригенных осадочных пород. Полученные новые данные подтверждают ведущую роль экзогенных факторов в накоплении урана и РЗЭ в углях Раковской впадины.

Исследования выполнены при финансовой поддержке РФФИ проект № 21-55-53013 ГФЕН_а.

Литература

1. Коковкин А.А. Новейшая структура Сихотэ-Алинского орогена, металлогения Сихотэ-Алинской рудной провинции // Региональная геология и металлогения. – 2013. – № 53. – С. 105-113.
2. Редкометалльно угольные месторождения Приморья / В.И. Вялов, Е.В. Кузеванова, П.А. Нелюбов и др. // Разведка и охрана недр. – 2010. – № 12. – С. 53–57.
3. Седых А.К. Кайнозойские рифтогенные впадины Приморья (геологическое строение, минерагения и геодинамика углегенеза). – Владивосток: Дальнаука, 2008. – 248 с.
4. Середин В.В. Металлоносность углей: условия формирования и перспективы освоения // Угольная база Рос сии. – М.: Геоинформмарк, 2004. – Т. 4. – С. 453–519.
5. Тейлор С. Р., Мак-Леннан С. М. Континентальная кора: ее состав и эволюция: Пер. с англ.—М.: Мир, 1988. 384 с.
6. Угольная база России. Том V, кн. 1. Угольные бассейны и месторождения Дальнего Востока (Хабаровский край, Амурская область, Приморский край, Еврейская АО). Под ред. В.И. Подоляна. – М.: Геоинформмарк, 1997. 371 с.
7. Чекрыжов И. Ю., Середин В.В., Арбузов С. И. Редкоземельные элементы и уран в углях Раковской впадины Южное Приморье // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека. Томск 2016. С. 703-706.
8. Seredin, V.V., Finkelman R.B. Metalliferous coals: A review of the main genetic and geochemical types // Int. J. Coal Geol. – 2008. – Vol. 76 (4). – P. 253–289
9. Seredin V. V., Dai S. Coal deposits as potential alternative sources for lanthanides and yttrium // International Journal of Coal Geology. 2012. Vol. 94. P. 67–93.

ПРИРОДА РЕДКОЗЕМЕЛЬНОГО ОРУДЕНЕНИЯ В УГЛЯХ ВАНЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ПРИМОРСКИЙ КРАЙ)

Серегин М.С.

Научный руководитель - профессор С.И. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время редкоземельные элементы (РЗЭ), являются особо ценным стратегическим минеральным сырьем. Ванчинская впадина уже давно привлекает к себе повышенное внимание благодаря своей аномальной рудоносности. Ванчинское проявление находится в Ольгинском районе Приморского края, в истоках р. Милоградовка (старое название р. Ванчин). Ванчинская впадина имеет северо-западное простирание и представляет собой небольшой (3-5х15 км) ассиметричный грабен. Грабен представлен угленосными вулканогенно-осадочными отложениями мощностью первые сотни метров.

Фундамент впадины представлен юрскими и нижнемеловыми углеродисто-терригенными толщами Таухинского и Журавлевского террейнов, а также позднемеловые-датские эффузивы Восточно-Сихотэ-Алинского вулканического пояса среднего и кислого составов.

Кайнозойские вулканогенно-осадочные отложения с стратиграфическим несогласием перекрывают породы фундамента. Для них характерно моноклинальное залегание с падением слоев в сторону крутого юго-западного борта впадины под углом 10о-20о [3].

Угли Ванчинской впадины слагают серию маломощных (0.3–0.5, редко – 1.5–2.7 м) пластов и линз, практически не поддающихся увязке из-за сложной тектоники. Угли сложены в основном мацералами группы витринита (β- и Δ-витринит, β-паренхинит, феллинит, десмито-витринит).

На территории Ванчинского грабена особое значение имеют РЗЭсодержащие угли. К этому типу относятся угли, в золе которых содержание суммы лантаноидов (REY) ≥0,1% (Середин 2004).

В изученных РЗЭ-углях концентрация REY варьирует от 100 г/т до 700 г/т, в золах от 300 г/т до 5000 г/т.

Природа накопления РЗЭ в углях разнообразна. При отсутствии следов субсинхронного вулканизма в угольном пласте простого строения отчетливо проявляется «закон Зильберминца» выраженный в накоплении наиболее высоких содержаний РЗЭ в верхней и нижней частях угольного пласта в прикровельной и припочвенной зонах [1].

В изученном пласта аномальные содержания РЗЭ фиксируются только в его прикровельном и приподошвенном горизонтах, в то время как в центральной части они лишь слабо превышают кларковый уровень для углей (рис.1).

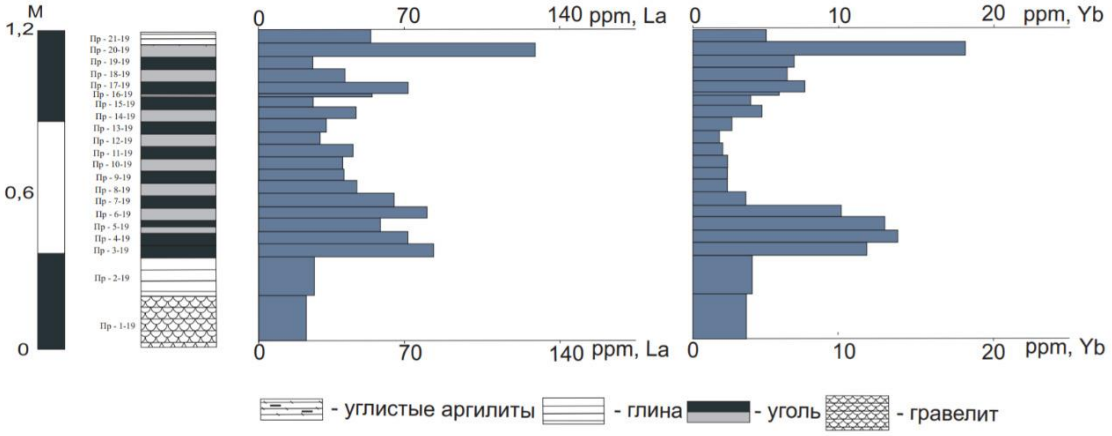


Рис.1 Распределение лантана, иттербия в обнажении угля в левом борту ручья (Прямой – основной?)

В.В. Середин [2] в основе нормирования содержаний РЗЭ в углях к средним данным для углей США и к NASC выделил четыре основных типа распределения РЗЭ в углях: N, L, M и H. Классификация, разработанная В.В. Серединым в настоящее время широко используется, так как позволяет в первом приближении оценить природу накопления РЗЭ в углях. Предполагается, что угли с N- и L- типами распределения формируются при привносе большей части РЗЭ с терригенным материалом, а угли с M- и H-типами распределения – при поступлении основной части РЗЭ с водными растворами.

Для изученных углей, при нормировании к NASC, установлен M- тип распределения, что позволяет в первом приближении говорить о возможном поступлении основной части РЗЭ с водными растворами (рис.2) [4].

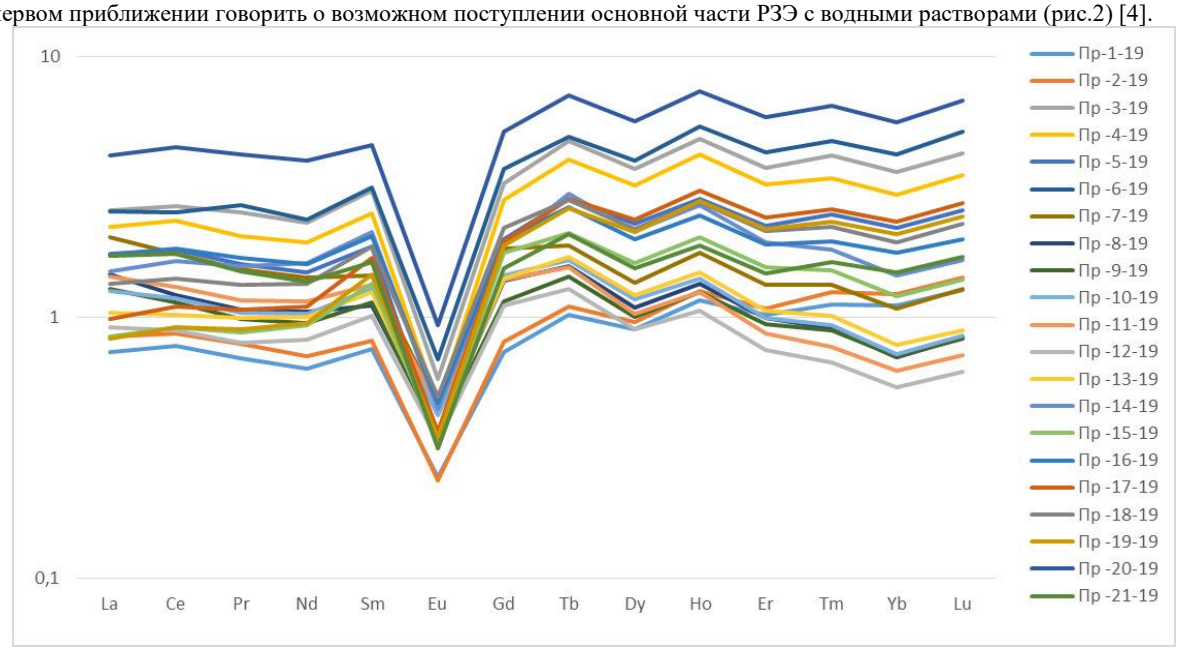


Рис.2 Распределение РЗЭ в изучаемых образцах

РЗЭ спектры содержаний угля, относительно стандарту североамериканских сланцев указывают на обогащение тяжелыми лантаноидами, относительно легких, а также имеют четко выраженный Eu минимум.

Природа накопления РЗЭ в углях разнообразна и вероятнее всего протекала в несколько этапов. В любой обстановке, важен фактор петрофонда, который обычно определяет фоновые содержания элементов. Одновременно в этом процессе участвуют и другие факторы, в данном случае гидрогеохимический фактор, с которым связано поступление водорастворимых форм лантаноидов, обуславливающих накопление их концентраций в приконтактных зонах угольных пластов, а именно в прикровельном и приподошвенном горизонтах.

Литература

1. Арбузов С. И. и др. Редкоземельные элементы (La, Ce, Sm, Eu, Tb, Yb, Lu) в углях Северной Азии (Сибирь, российский Дальний Восток, Северный Китай, Монголия, Казахстан). – 2017.
2. Середин В.В., Чекрыжов И.Ю. Рудоносность Ванчинского грабена (Приморье) // Геология рудных месторождений. – 2011. – Т. 53, № 3. – С. 230–249.

3. Чекрыжов И. Ю. и др. Новые данные по стратиграфии, вулканизму и цеолитовой минерализации кайнозойской Ванчинской впадины, Приморский край //Тихоокеанская геология. – 2010. – Т. 29. – №. 4. – С. 45-63.
4. Seredin, V.V., Finkelman R.B. Metalliferous coals: A review of the main genetic and geochemical types // Int. J. Coal Geol. – 2008. – Vol. 76 (4). – P. 253–289

МИНЕРАЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ УРАНОВОРУДНЫХ ЭЛЬКОНИТОВ АЛДАНСКОГО ЩИТА

Цыпленко М.М.
Научный руководитель - профессор С.И. Арбузов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Золотоурановорудные эльконитты, развитые в пределах эльконского урановорудного района являются продуктом позднего (низкотемпературного) калиевого метасоматоза. Исходными для эльконизированных пород в указанном районе являются докембрийские гнейсы и гранитоиды, а также эпидотизированные амфиболиты, рассечённые древними разломами глубокого заложения, подновлёнными во время мезозойской тектономагматической активизации (рис. 1, 2) [1].

Собственно, мезозойские интрузии вскрыты эрозией только на западе Эльконского горста, однако процесс метасоматического преобразования развит в плоскостях дизъюнктивов практически по всей площади горста.

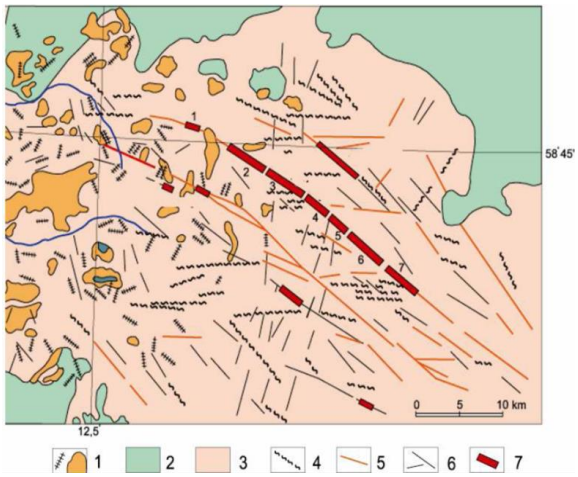


Рис. 1 Карта-схема Эльконского урановорудного района

Примечание: 1 – мезозойские интрузии; 2 – кембрийские платформенные карбонатные формации; 3 – докембрийские метаморфиты и гранитоиды ; 4 – бластомилониты 5 – подновлённые древние разломы ; 6 – мезозойские зоны разломов; 7 – урановые месторождения; Цифрами на карте указаны месторождения: 1 – Элькон, 2 – Эльконское плато, 3 – Курунг, 4 – Непроходимое, 5 – Дружное, 6 – Минеевское [3].

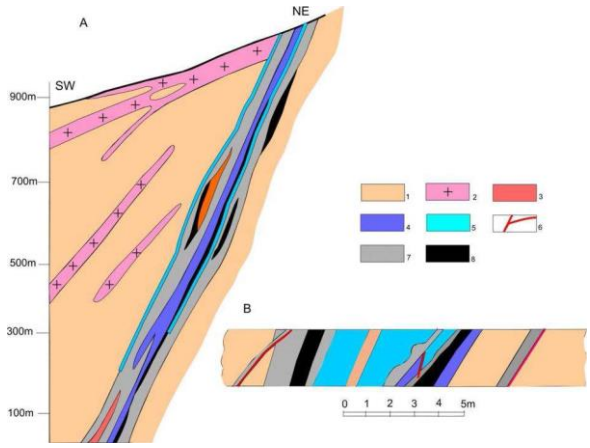


Рис. 2 Схематический разрез месторождений зоны Южная

Примечание: цифрами обозначены: 1 – гнейсы, 2 – гранитоиды, 3 – ортотектиты, 4 – метаморфизованные диоритовые дайки, 5 – бластомилониты и катаклазиты, 6 – разломы, 7 – метасоматиты, 8 – рудные тела [4].

Пирит-карбонат-калишпатовые метасоматиты являются одним из главным структурных элементов зоны Южной и определяют положение всех рудных тел месторождения. Они образуют зоны (или полосы) шириной от первых десятков сантиметров до 10-15 м, на которую накладываются урановорудные и жильные минеральные ассоциации последующих стадий. Сформировались в мезозойский этап активизации, наряду с кварцевыми жилами с убогой вкрапленностью сульфидов, урановыми и молибденовыми минералами. Сложены карбонатами (анкеритом, доломитом, кальцитом), пиритом, марказитом, тонкозернистым бурым калиевым полевым шпатом и адуляром. Резко подчиненную роль в их составе играют апатит, сфен, лейкоксен, гематит.

Карбонаты совместно с пиритом и марказитом псевдоморфно замещают темноцветные минералы, выполняют тонкие прожилки и вместе с крошкой перетертых минералов слагают цемент брекчий. Калиевый полевой шпат и адуляр замещают лейкократовые минералы. Адуляр также может выполнять тонкие прожилки самостоятельно, либо вместе с карбонатом, небольшим количеством пирита и кварцем. Породный апатит, главным образом, перекристаллизовывается, но в отдельных случаях может создавать новообразования на зернах первичного апатита. Лейкоксен и сфен часто встречаются вместе с пиритом при замещении темноцветных минералов. Гематит выделяется в виде тонкой сыпи в полевых шпатах, обычно вдоль адуляровых, адуляр-карбонатных или кварц-адуляр-карбонатных прожилков.

В составе описываемых метасоматитов выделяются четыре парагенетические минеральные ассоциации: пирит-карбонатная (с незначительным количеством калишпата); пирит-карбонат-калишпатовая; пирит-калишпат-кальцитовая и адуляр-пирит-карбонатная.

Пирит-карбонатная ассоциация обычно проявлена в краевой части зоны метасоматоза, при этом структура исходной породы сохраняется, а темноцветные минералы замещаются пиритом и карбонатом.

Пирит-карбонат-калишпатовая ассоциация тяготеет к центральной части зоны, где помимо темноцветных, замещенных карбонатом и пиритом, замещаются и адуляром лейкократовые минералы, в результате чего исходная порода превращается в плотный, как правило, тонкозернистый метасоматит с участками брекчиевидной структуры. Радиометрическими и химическими анализами в пирит-карбонат-калишпатовых метасоматитах повсеместно фиксируется уран, содержание которого обычно составляет тысячные доли процента.

Третья минеральная ассоциация, являющаяся по отношению к первым двум более поздней, представлена существенно карбонатными сахаровидными метасоматитами, состоящими преимущественно из кальцита (до 50-70%), красно-бурых гематитизированных зерен калишпата и небольших количеств адуляра, пирита и кварца. В поперечном сечении зоны Южной эти метасоматиты слагают спорадически встречающиеся в ее краевых частях линзовидные тела мощностью от первых см до 1-2 м.

Последняя, адуляр-пирит-карбонатная ассоциация слагает маломощные (первые см) зоны мелкообломочных брекчий, образование которых завершает метасоматический процесс. Обломки брекчий сложены измененными и, реже, неизмененными вмещающими породами, а цемент – карбонатами, крошкой перетертых минералов и пиритом. Адуляр обрастает обломки брекчии в виде фестончатых каемок. Эта ассоциация, как правило, пространственно совмещена с пирит-карбонат-калишпатовой, но проявлена, в отличие от нее, неравномерно. В метасоматическую пирит-карбонат-калишпатовую стадию образуется субмикроскопическое золото, которое присутствует в пирите [5].

Внутриразломные элькониты по отношению к исходной породе характеризуются (согласно данным количественного атомно-объёмного метода) привносом калия от +18 до 28, окисного железа от +18 до +541, титана от +329 до +1847, фосфора от +459 до +1192 и CO_2 (±H2O) до +252% и выносом натрия от –90 до –98, кальция от –63 до –94, алюминия от –29 до –32% (рис. 3).

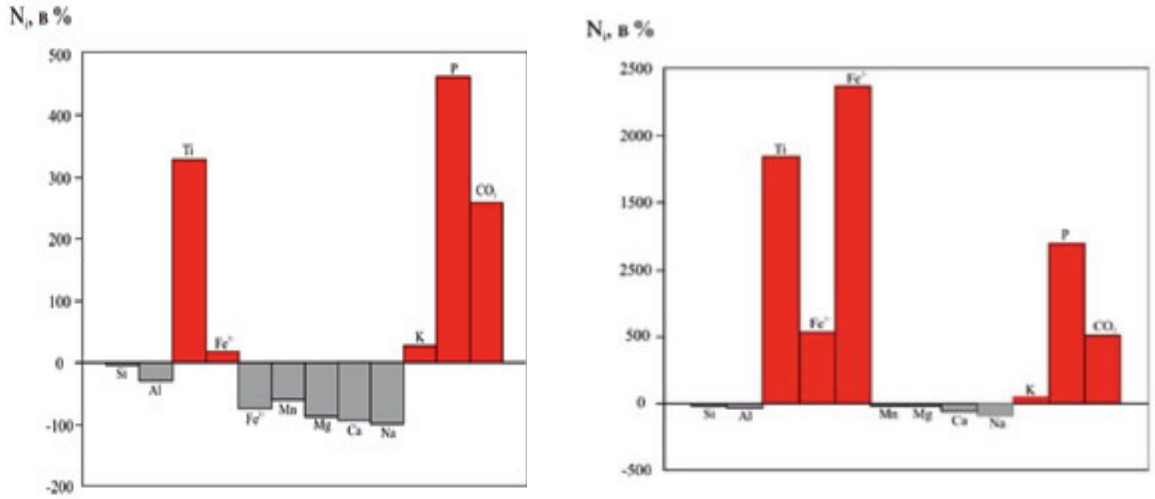


Рис. 3 Диаграммы привноса-выноса вещества (Δ Niv, в %), построенные по данным, рассчитанным атомно-объемным методом внутриразломных эльконитов (а) по гнейсам федоровской серии; (б) по протерозойским гранитоидам [2].

На тройных вариационных диаграммах (Рис. 4) внутриразломные элькониты образуют поле составов, имеющее четкий тренд к возрастанию содержаний титана и фосфора при высоких показателях калиевости, железистости и низкой натриевости. Это связано с образованием в рудоносных внутриразломных эльконитах в основном калишпата (адуляра), пирита, анкерита и рудного минерала – титаната урана.

Внутриразломные элькониты характеризуются аномальным накоплением рудных литофильных и халькофильных элементов – золота до 3 и серебра до 100 г/т, урана до 3 и мышьяка 0,1–0,2%, ртути до 0,83 и в меньшей степени ниобия до 200–300 г/т, вольфрама до 0,05 и молибдена до 0,05%, концентрирующихся в браннерите и редкоземельных элементах. Среди литофильных химических элементов наиболее высокие уровни накопления у ванадия (до 300 г/т) [2].

Рудная минерализация представлена пиритом-мельниковитом, рутилом, лейкоксеном, браннеритом и коффинитом.

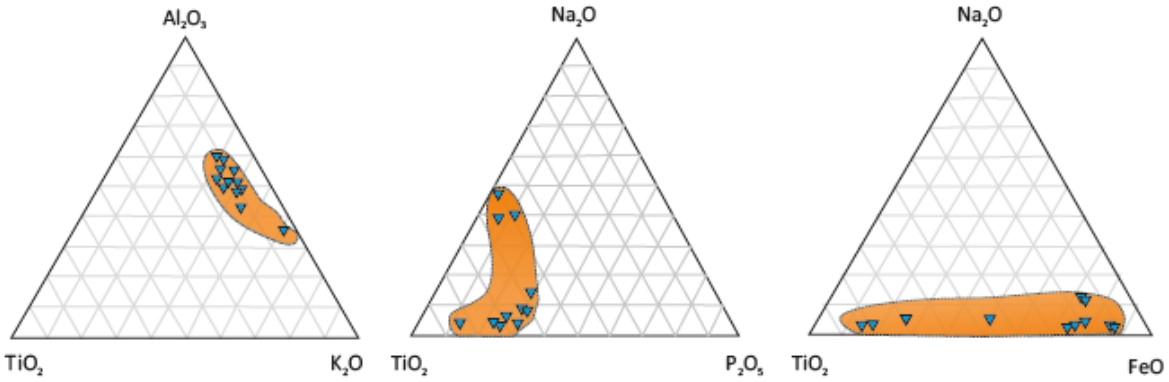


Рис. 4 Тройные вариационные диаграммы [2]

Пирит отмечается в обломках породы в виде редких отдельных кристаллических зерен и сыпи тонкозернистого минерала линзовидных, ленточных агрегатах. Отмечено, что пирит участвует в образовании псевдоморфоз по темноцветным минералам совместно с доломитом и кальцитом. Не исключается и третья стадия образования пирита вместе с браннеритом. Форма выделений этого пирита – мелкие линзочки, непротяженные прожилки и тонкая вкрапленность в тесном срастании с браннеритом.

Рутил образует псевдоморфозы по темноцветным минералам вместе с пиритом и карбонатами, участвует в формировании цемента, образует тесные срастания с пиритом. Кроме того, пирит, рутил, магнетит, ильменит и браннерит создают текстуры замещения в различных сочетаниях, вплоть до мономинеральных [5].

Можно отметить линзовидные и ленточные вкрапленные образования, в которых участвуют тонкозернистый пирит, лейкоксен, рутил. В породе в виде лент и полос отмечаются микробрекчии с лейкоксеновыи цементом.

Для браннерита характерны прожилково-вкрапленные текстуры (реже прожилковые и прожилково-вкрапленные), а также окисленное состояние. В этом варианте вместе с ним постоянно встречается коффинит. В составе прожилков встречаются помимо браннерита пирит и рутил и нерудные карбонат и кварц. Вместе с браннеритом отмечается галенит.

Следует отметить повышенные концентрации таллия, как во вмещающих породах, так и рудах, свидетельствующих о щелочной направленности процессов магмо- и рудообразования.

Выявлена чёткая закономерность увеличения содержаний урана от внешних ореолов рудных тел, представленных пирит-карбонат-калишпатовыми метасоматитми (CU=0.00542%, со значительными вариациями содержаний, S=0.00325), прожилково-вкрапленным рудам (CU=0.0532%, при S=0.02502) и рудным брекчиям и катаклазитам CU варьируют от 0.18 до 1.57% (S=0.07292-0.80497) [5].

Аналогичная тенденция отмечается у Ti, Zr, Nb, Mo, Cu, As, Sb, Tl, Th, W и групп TR.

Обратная тенденция отмечается для Li, Na, Bi.

Статистически инертно ведут себя, Cr, Mn, Ba.

Анализ изменения концентраций U с глубиной показывает чёткую тенденцию улучшения качества руд по содержанию. Тенденция к увеличению концентрций наблюдается также у Th, Bi, Ag, Sc, в меньшей степени у Ti, Zr, Nb, Y, TR.

Содержания Li, Cs, Mg. Остальные проанализированные элементы, в том числе Fe, K, Na, ведут себя инертно [5].

Литература

1. Бойцов В. Е., Пилипенко Г. Н., Дорожкина Л. А. Модель формирования комплексных золото - урановых месторождений Центрально-Алданского рудного района //Изв. вузов. Геология и разведка. – 2006. – №. 2. – С. 23-31.
2. Дворник Г.П. Золоторудные метасоматические формации Центрально-Алданского района // Литосфера, 2012, № 2, с. 90–105
3. Молчанов А.В., Шатов В.В., Терехов А.В., Белова В.Н., Радьков А.В., Семенова В.В., Соловьев О.Л., Шатова Н.В. Эльконский золото-урановорудный узел (Южная Якутия): Основные черты геологического строения, петрографо-геохимические особенности гидротермально-метасоматических образований и рудоносность // Регион. геология и металлогения, 2012, № 50. С. 80-101.
4. Окончательный отчёт. Исследование минералого - геохимического состава золото - урановых руд в главных рудных сечениях месторождений Дружное, Элькон, Непроходимое / В.А. Домаренко [и др.]. - Томск, 2011.
5. Терехов А. В., Молчанов А. В., Шатова Н. В., Белова В. Н. Два типа рудоносных гумбеитов Эльконского золото - урановорудного узла (Южная Якутия) // Региональная геология и металлогения, № 60, 2014 – с.71–86.

ОСОБЕННОСТИ ЛОКАЛИЗАЦИИ РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ И ИХ МИНЕРАЛОВ НА МЕДНО-ПОРФИРОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ АК-СУГ (ВОСТОЧНЫЙ САЯН)

Шадчин М.В., Муромцев Е.А., Лосев В.И.
Научный руководитель - профессор В.А. Макаров
Институт горного дела, геологии и геотехнологий, г. Красноярск, Россия

Ак-Сугское золото-медно-молибденовое месторождение располагается в пределах южного склона Восточного Саяна и входит в состав Ак-Сугского рудного узла, который локализован на сопряжении двух крупных тектонических структур Алтае-Саянской складчатой области: Восточно-Тувинской и Кизир-Казырской складчатых систем, естественной границей между которыми является крупный региональный Кандатский разлом.

Месторождение приурочено к многофазному Ак-Сугскому массиву, сформированному последовательно в несколько фаз. Ранние фазы представлены диоритами, кварцевыми диоритами, с которыми связывается преимущественно медная минерализация [1]; в более поздние фазы развитие получили граниты и кварцевые плагиограниты преимущественно с молибденовой минерализацией. Метасоматическая зональность месторождения Ак-Суг согласуется с типовой зональностью метасоматической колонны медно-порфировых объектов. Метасоматические изменения преимущественно натрового уклона. Калиевые и кальциевые метасоматиты развиты очень слабо [2].

При специализированном изучении особенностей распределения самородной меди на месторождении [2], были установлены не отраженные ранними исследованиями минеральные ассоциации: самородная медь (беспримесная)-рутил (TiO_2)-циркон($ZrSiO_4$)-фторапатит($Ca_5(PO_4)_3F$); самородная медь-альгодонит (Cu_6As)-домейкит (Cu_3As) -фторапатит-барит. Также, кроме указанных минералов, в срастании и в ассоциации с мышьяк-содержащей самородной медью обнаружены мелкие зерна самородного серебра, циркона, браннерита $U(Ti,Fe)_2O_6$, Y-ксенотима $(Y,Dy,Gd,Er,U,Tb)PO_4$ и Ce-флоренсита $(Sr,Ce,La,Nd)Al_3(PO_4)_2(OH)_6$. В этих же прожилках обнаружены селенсодержащий халькозин и берцелианит (Cu_2Se). Количество редких минералов закономерно увеличивалось с глубиной. Данные минералы и их ассоциации являются достаточно редкими и их появление в рудах месторождения может служить некоторым свидетельством о связи Ак-Сугского медно-молибденового и Арысканского редкоземельного месторождения, расположенного в 9 километрах северо-восточнее Ак-Суга в метаморфогенных альбититах окуневского комплекса щелочных гранитов и граносиенитов позднепалеозойского-мезозойского(?) возраста. Оба месторождения попадают в зону влияния межрегионального Кандатского разлома и оперяющих его систем разломов северо-восточного простирания.

Для изучения пространственной локализации редкоземельных элементов в ГГИС Leapfrog Geo были построены объемные модели их распределения (рис. 1-3). Модели были построены по данным ICP-MS анализа горных пород месторождения Ак-Суг, проведенного ООО «Тывамедь». Из 40 химических элементов ICP-MS анализа были выбраны 3 наиболее представительных для решения данной задачи. Y и La указывают на распространение элементов иттриевой группы и их минеральных ассоциаций, Ce на распространение легких редкоземельных элементов цериевой группы и соответственно их минералов-хозяев. Содержания элементов на рисунках указаны в процентах, значение цветовой кодировки изображений представлена на внутренней легенде. Часть рисунка А иллюстрирует содержание элемента на дневной поверхности месторождения, часть Б на срезе -1300 м. Разведочные линии с номерами показаны черным цветом.

Анализируя полученные модели распределения можно сделать следующие выводы о локализации редкоземельных элементов и их минералов на Ак-Сугском месторождении:

1. Приповерхностная часть месторождения достаточно слабо обогащена редкоземельными элементами и соответственно минералами обеих групп и наиболее обогащенные участки имеют локальный характер распределения в северной части месторождения;
2. Содержание редкоземельных элементов увеличивается с глубиной и наиболее обогащенной становится южная часть месторождения, что свидетельствует о тренде увеличения содержаний с глубиной и перераспределения элементов внутри Ак-Сугского массива;
3. Ореолы элементов на срезе -1300 м в случаях с La и Ce представлены кольцом, опоясывающим кварцевое ядро порфировой системы месторождения. Y с глубиной перераспределяется в южную часть месторождения;
4. В распределении редкоземельных элементов в южной части месторождения проявляется линейный характер, связанный с расположением в непосредственной близости тектонических нарушений северо-восточного направления, на продолжении которых располагается боле молодое Арысканское месторождение редких земель.
5. Для окончательных выводов о природе и возрасте редкоземельной минерализации на Ак-Сугском месторождении необходимы дополнительные минералого-петрографические исследования и прежде всего анализ ее связи с наложенным на медно-порфировое оруденение дайковым комплексом.

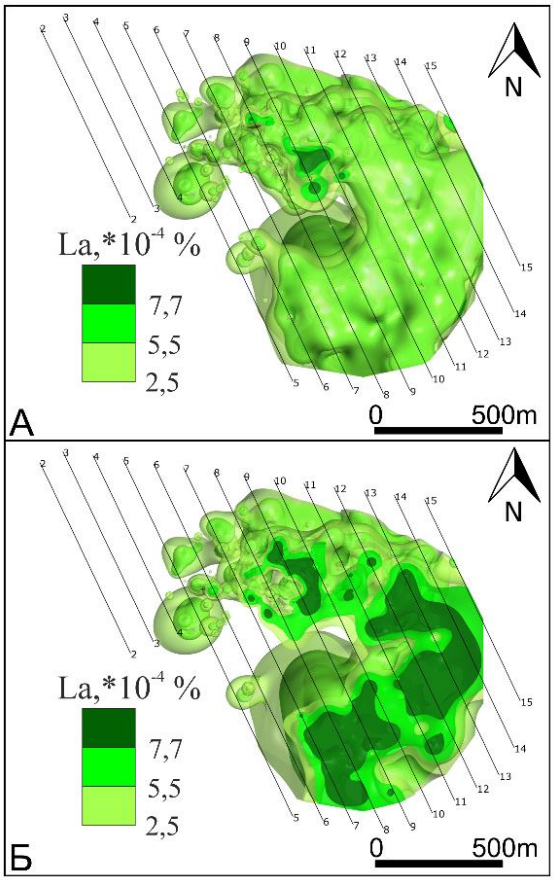


Рис. 1 Распределение La

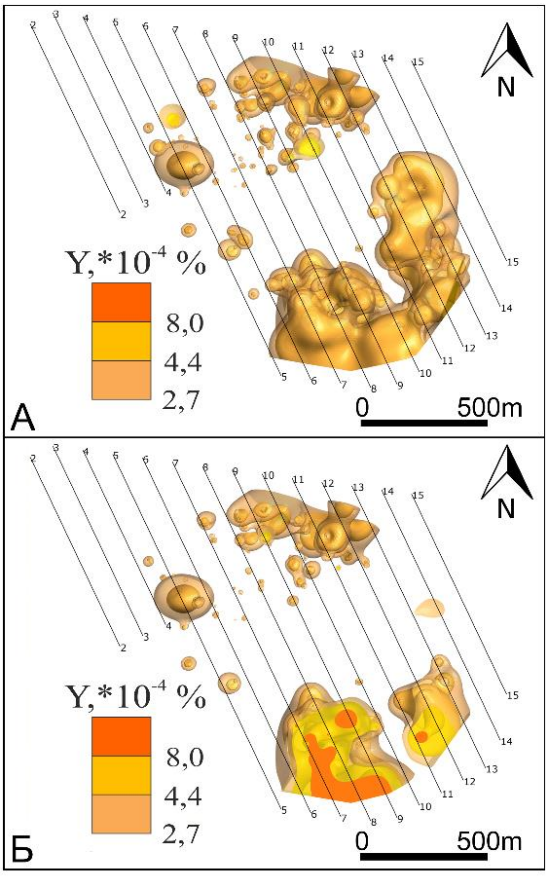


Рис. 2 Распределение Y

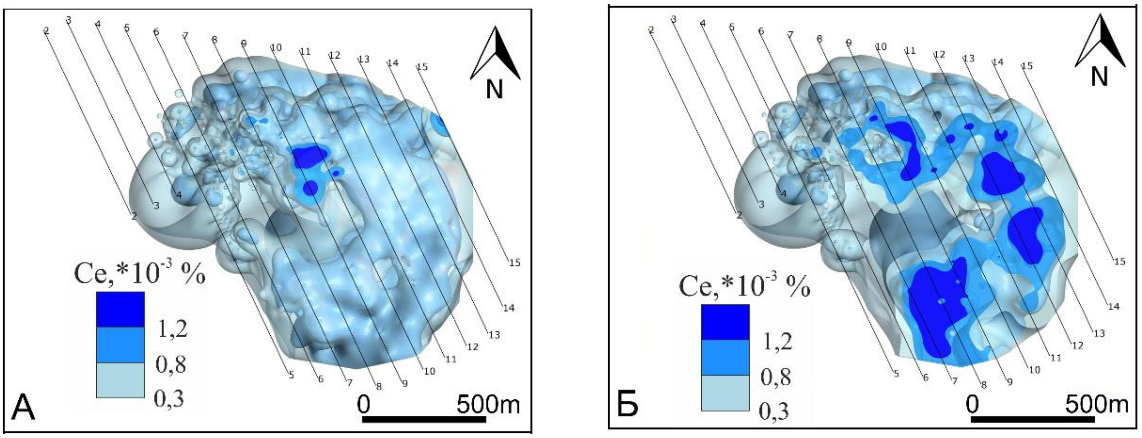


Рис. 3 Распределение Ce

Литература

1. Ооржак Ч. А. Геология и проект разведки Ак-Сугского медно-порфирового месторождения (Республика Тыва). – 2016.
2. Шведов Г. И. и др. Мышьяковистая самородная медь золото-медно-порфирового месторождения Ак-Суг, Восточная Тыва //Руды и металлы. – 2021. – №. 1. – С. 77-92.

С Е К Ц И Я 10

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В УСЛОВИЯХ НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Агафонова А.С.
Научный руководитель - доцент Д.Г. Петраков
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

По масштабу нефтегазоносности Западная Сибирь занимает второе место в мире после Персидского залива. В недрах провинции сосредоточено 2/3 всех суммарных извлекаемых запасов жидких углеводородов России. Добыча нефти с сотен месторождений лидирующего региона многие годы составляет значительную долю общих объемов добычи по стране (54,3% добытого сырья [2]). Залежи Западной Сибири нельзя назвать полностью истощенными, однако высоки уровни обводненности скважин, иногда превышающие значение 98%. В связи с этим стоит вновь и вновь поднимать вопрос о совершенствовании методов достижения наиболее полного извлечения запасов из недр. На сегодняшний день основной актуальной проблемой, с которой сталкиваются отечественные специалисты при разработке нефтяных месторождений, являются сложные геолого-физические характеристики залежей и высокая степень выработанности запасов. По причине ухудшения структуры запасов наблюдается падение значений коэффициентов извлечения нефти (на месторождениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции показатель составляет 0,3-0,4) [2]. Технологий доизвлечения нефти предостаточно, однако, каждая имеет существенные недостатки, работа над устранением которых производится ежедневно учеными и инженерами всего мира.

Среди ряда методов воздействия на пласт, позволяющих получать дополнительные объемы нефти, особое внимание будет уделено физико-химическим, а конкретно – полимерному заводнению. К сожалению, самый простой и базовый метод заводнения уже давно не обеспечивает полного вытеснения нефти, что характеризуется неудовлетворительными показателями коэффициентов извлечения, в особенности в условиях неоднородных коллекторов и повышенной вязкости нефти. Высокомолекулярный химический реагент – полимер, добавляемый к воде, интересен своей способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого способствовать выравниванию фронта вытеснения, предотвращая преждевременные прорывы закачиваемой воды к забоям добывающих скважин [1]. В рамках проведенного анализа в работе рассматриваются меловые отложения, с которыми связаны основные запасы углеводородов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции; прорабатываются мероприятия по подбору рецептур и адаптации новых композиций для заданных условий. В данном бассейне практически все запасы нефти находятся в терригенных породах-коллекторах. Рассматриваемая покурская свита представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Приведены средние показатели по пластам для дальнейшего анализа в Таблице 1.

Таблица 1

Характеристики для пластов покурской свиты

Коэффициент песчанистости	0,6
Коэффициент проницаемости, мкм^2	0,3
Коэффициент пористости, %	25-30
Коэффициент расчлененности	7,1
Пластовая температура, °С	42-57 (среднее 50)
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	3,9

Нашедший масштабное применение в процессах добычи нефти водорастворимый полиакриламид является основой большинства операций заводнения на месторождениях. Помимо данного реагента выделяют эфиры целлюлозы и биополимеры. Произведем обзор 2 композиций, имеющих успешные результаты испытаний на месторождениях Западной Сибири, рассмотрев условия применимости каждого из них. На сегодняшний день месторождения России характеризуются сложными геолого-физическими характеристиками залежей, что затрудняет добычу углеводородов. Для полимерного заводнения одним из основных условий является именно геологическая неоднородность. Полимеры выполняют заданные им функции в пластах неоднородного строения, в однородных пластах закачка приводит к уменьшению охвата заводнением, закупоркой поровых каналов и снижению темпов разработки. Первая технология для проведения анализа – закачка полиакриламида. Альтернативой в рамках работы выбрана технология воздействия на продуктивные пласты полимерно-гелевой системой «Темпоскрин-Люкс». Эта система – третье поколение инновационных реагентов «Темпоскрин», предназначенная для схожих для полиакриламида условий заводнения неоднородных пластов на поздней стадии разработки при высоких показателях обводненности добываемой продукции (от 40 до 98%) [4]. Действие реагента основано на увеличении вязкости воды, фильтруемой по наиболее промытым обводненным пропласткам, создавая при этом условия для выравнивания фронта вытеснения нефти и увеличения коэффициента охвата заводнением.

Как следствие, мы получаем уменьшение обводненности продукции и рост добычи. «Темпоскрин-Люкс» – это однокомпонентный радиационно-сшитый анионный полиакриламид, образующий в результате реакции с водой дисперсный гидрогель с повышенными реологическими свойствами [3]. Рассмотрим условия применимости этой технологии вместе с данными, полученных в результате промысловых испытаний заводнения на основе полиакриламида (Таблица 2).

Что касается полиакриламида: для заданных условий терригенного коллектора покурской свиты допускается снижение нижнего предела по проницаемости до 0,1 мкм2. В случае слабопроницаемых коллекторов рекомендуется использование полимера с низкой молекулярной массой (1-2 млн), в результате проявляется высокий фактор сопротивления в пористой среде. Критерий вязкости μн во многом определяет применимость метода в том случае, если производится добыча высоковязких нефтей, и показатели вязкости приближаются к максимально допустимым. В нашем случае условия (Таблица 1) удовлетворяют поставленным ограничениям. Средние температуры по пласту колеблются около 50 градусов по Цельсию, что не оказывает негативного термического воздействия на полимер. Таким образом, полимерное заводнение полиакриламидом может быть рекомендовано в данных условиях.

Таблица 2

Условия применимости полимерного заводнения полиакриламидом и технологии «Темпоскрин-Люкс» [5,7]

Полиакриламид		«Темпоскрин-Люкс»	
Критерий применимости	Оптимальные значения	Критерий применимости	Оптимальные значения
Тип породы-коллектора	Терригенный	Тип породы-коллектора	Терригенный
Проницаемость, мкм^2	0,2…1,0	Толщина пласта, м	3-100
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	3,0…50,0	Проницаемость, мкм^2	0,08-5
Пластовая температура, °С	< 70	Пористость, %	16-30
Отношение подвижностей воды и нефти	1,0…50,0	Пластовая температура, °С	< 80
		Обводненность, %	40-98
		Коэффициент расчлененности	1-15

Закачка реагента «Темпоскрин-Люкс» осуществляется оторочкой, затем происходит нагнетание воды в стандартном режиме. Для разведения раствора используют пресную или минерализованную воду и от 0,8 до 1,2 т порошкообразного реагента. По условиям применимости можно отметить широкий диапазон возможной мощности обрабатываемых пластов и коэффициентов проницаемости. Заданные условия для покурской свиты так же удовлетворяют требованиям, хотя и находятся на нижней границе. Стоит отметить, что температурные ограничения немного шире и превышают подобные для полиакриламида. Характерный для области применения реагента хлоридно-кальциевый тип воды соответствует условиям нижнемеловых отложений.

Две подобранные технологии точно подходят выбранным усредненным параметрам покурской свиты. Кроме того, необходимо провести сравнительный анализ недостатков применения каждого реагента. Полиакриламид как полимер является самой широко распространенной химической добавкой при заводнении с широкими областями применения, однако всё же есть небольшие ограничения. В призабойных зонах в результате деструкции полимера может наблюдаться резкое снижение показателей приемистости нагнетательных скважин, что негативно сказывается на темпах закачки. Для испытаний не рассматриваются однородные пласты маловязкой нефти до 5 мПа·с, вместе с этим при увеличении проницаемости более 1,5-2 мкм^2 эффективность заводнения падает [5]. Что же касается дисперсного по структуре однокомпонентного «Темпоскрин-Люкс» с размером частиц от 0,2 до 4 мм, технологии на его основе во многом лишены недостатков как обычных полимеров, так и многокомпонентных гелевых систем, например, таких как наличие солей тяжелых металлов. Время закачки не ограничивается временем гелеобразования, так как изначально образуется не сплошной, а дисперсный гель, не вызывающий затруднений при закачке в пласт. Единственный нюанс – остаются температурные ограничения в зоне закачки – перфорированной части – не более 80 °С [4]. К преимуществам можно отнести высокую рентабельность в соответствии с технико-экономическими параметрами.

Таким образом, в заключении можно сформулировать следующие выводы. Был проведен сравнительный анализ вариаций технологий увеличения нефтеотдачи неоднородных терригенных коллекторов для выбранных условий меловых отложений покурской свиты. Для утверждения технологий, удовлетворяющих заданным параметрам, на основе полиакриламида и полимерно-гелевой системы «Темпоскрин-Люкс» необходима апробация композиций в реальных условиях и на моделях. На основании выполненного анализа можно сделать вывод, что применение гелевых составов показывает наибольшую эффективность при подборе рецептуры для конкретных условий. Для обоснования применимости технологии необходимо проводить натурные испытания, что позволит повысить их использование и осуществлять регулирование процессов эксплуатации месторождений с неоднородными коллекторами. Месторождения Западной Сибири разрабатываются по несколько десятилетий и характеризуются высокой степенью выработанности балансовых запасов, именно поэтому необходимо совершенствовать методики обоснования выбора технологий повышения нефтеотдачи пластов для конкретных условий региона, играющего ключевую роль в сырьевой базе нефти Российской Федерации.

Литература

1. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки [Текст] /А.А. Газизов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002. – 639 с.

2. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2019 году» [Текст]. – Москва, 2020.
3. Каушанский Д.А. Многофункциональная инновационная технология повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки «Темпоскрин-Люкс» [Текст] / Д.А. Каушанский // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: материалы IV Международного научного симпозиума. – М., – 2013. – С. 168 – 172.
4. Каушанский Д.А. Инновационная технология ограничения выноса механических примесей (песка) в газовых скважинах и технология увеличения добычи нефти на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений [Текст] / Д.А. Каушанский // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2012. – №1 (5).
5. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием [Текст] / Р.С. Хисамов, А.А. Газизов, А.Ш. Газизов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 568 с.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ В ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ С НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ

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

На данный момент многие месторождений нефти Западной Сибири эксплуатируются с применением заводнения, а в разработку вводится большое количество залежей нефти, которые залегают в неоднородном, низкопроницаемом терригенном коллекторе, требующем определенных методов разработки. Проблемами, с которыми можно столкнуться при добыче углеводородов из подобных объектов могут быть: неуклонно растущая обводненность скважинной продукции из-за применения заводнения; неравномерная выработка запасов в неоднородных, сложно построенных коллекторах; рост числа нежелательных трещин вследствие применения высокопроизводительных технологий. Исходя из этого, можно сказать, что вопрос выравнивание профиля приемистости (ВПП), увеличение охвата пласта воздействием и ликвидация водоциркулирующих трещин с помощью потокоотклоняющих технологий (ПОТ) в настоящее время являются весьма актуальным.

Из обломков пород разных размеров и зерен минералов, сцементированных цементом различного типа и состава, состоят породы коллекторы терригенного типа, они в свою очередь, могут быть представлены песчаниками, алевролитами, а также смесью их с аргиллитами и глинами. Характер и форма поверхности минеральных зерен, минералогический и гранулометрический составы имеют большое значение для характеристик терригенных коллекторов. Углеводороды содержатся в порах терригенных коллекторов и в их трещинных каналах, которые соизмеримы с порами, между которыми проходят обменные процессы. Низкопроницаемые коллектора характеризуются меньшими размерами поровых каналов, чем высокопроницаемые и более высокой степенью глинизированности. По сравнению с высокопроницаемыми коллекторами, у низкопроницаемых удельная поверхность фильтрации в несколько раз выше.

Можно выделить несколько основных параметров терригенных коллекторов, оказывающих характерное влияние на их эксплуатацию с применением с системы пластового заводнения. Так, основной причиной, по которой может происходить неравномерное вытеснение нефти водой, а также преждевременное обводнение продукции добывающих скважин, является неоднородность пластов по проницаемости [1]. Анизотропия фильтрации терригенного коллектора предопределяется неоднородностью, которая в свою очередь контролирует охват залежи нефти по площади при её разработке.

Одной из форм проницаемостной неоднородности является трещиноватость продуктивного пласта. Селективность изоляции при проведении ВПП в скважинах становится более высокой из-за трещиноватости продуктивного пласта. Однако редки и недостаточно успешны могут мыть работы, связанные с ограничением водопротоков (ОВП) в скважинах, обводнение которых тесно связано с трещиноватостью призабойной зоны пласта, особенно после проведения ГРП. Так, причиной скорого обводнения скважин после геолого-технических операций в них может быть, трещиноватость терригенного коллектора. Этот же фактор является причиной снижения эффективности традиционных технологий ВПП в нагнетательных скважинах. Уменьшение длительности эффекта обработки происходит вследствие быстрого выноса изолирующей композиции из пласта через добывающие скважины, тем самым данный фактор отрицательно влияет на результативность работ по ограничению водопритоков.

На распределение потоков и флюидов в пористой среде сильно влияет смачиваемость. Так, адсорбция активных компонентов нефти на поверхности минералов связана со сменой смачиваемости реальных коллекторов в направлении большей гидрофобности. Данный механизм состоит в том, что щелочные компоненты нефтей адсорбируются на основе отрицательного заряда поверхности терригенной породы. Гидрофобный или гидрофильный тип коллектора возникает исходя из времени, которое порода контактирует с нефтью. Приведенные типы коллекторов отличаются характеристикой распределения фаз воды и нефти в порах и процессом вытеснения нефти [2]. Из-за высокой гидрофильности песчано-алевритовых пород, терригенных коллектора могут иметь высокую смачиваемость.

При разработке низкопроницаемых терригенных коллекторов с хлоритовым цементом практический опыт может указать на то, что подобное условие отрицательно сказывается на таком параметре как эффективность заводнения, а именно на набухаемости глин при контакте с водой. Закачиваемая вода, особенно если она пресная, повышает набухаемость глин монтмориллонитового типа. Содержание подобных глин в коллекторе увеличивается по мере снижения его проницаемости.

Использование пресной воды при закачке в терригенных пластах является негативным фактором и может проявляться в снижении проницаемости коллекторов за счет набухания глин, влиянии на смачиваемость, уменьшении относительной проницаемости пород. Все это может служить причиной отключения низкопроницаемых пропластов при использовании заводнения с пресной водой.

Необходимо обратить внимание на кольматация низкопроницаемого коллектора с хлоритовым цементом. Данный процесс происходит в призабойной зоне нагнетательных скважин за счет мехпримесей и остаточной нефти. Кольматация порового пространства механическими примесями является наиболее характерной для низкопроницаемых пропластков.

Применение высокопроизводительных технологий, таких как ГРП, в неоднородных низкопроницаемых терригенных коллекторах может быть связано с проблемами резкого роста обводненности. Главным фактором, который определяет обводненность непосредственно после ГРП, является направление трещины. Так, при устремлении трещин в водонасыщенные прослои, может произойти их прорыв, вследствие этого нефтеносный пласт существенно обводнится. Сильнее всего направление трещин ГРП оказывает влияние на обводненность при использовании рядных систем расстановки скважин. В подобных случаях направление трещин становится важным условием, которое будет определять долю воды в скважинах после ГРП.

Использование ПОТ является достаточно эффективным решением для анализируемых проблем. Механизм работы технологий заключается в закачке в нагнетательные скважины специальных химических реагентов, которые проникая в пласте в наиболее высокопроницаемые пропластки, реагируют с «сшивателем», образуя искусственные экраны, противостоящие движению закачиваемых вод. Так, в ходе выравнивание профиля приемистости в неоднородных терригенных коллекторах, происходит борьба с преждевременными прорывами закачиваемой воды в добывающие скважины по наиболее проницаемым в пропласткам и формирование более стабильного фронта вытеснения. Данные технологии также способны надежно изолировать нежелательные трещины, проходящие через водоносный участок подверженный ГРП, за счет размещения реагента непосредственно в трещине и блокирования дальнейшего прорыва воды.

В результате применения ПОТ может происходить перераспределение фильтрационных потоков в неоднородных низкопроницаемых терригенных коллекторах, увеличивается охват пласта заводнением за счет изменения охвата неоднородного пласта воздействием и подключения в работу ранее не работающих пропластков, что влечет за собой увеличение конечной нефтеотдачи, а добывающие скважины реагируют стабилизацией или снижением обводненности. С помощью закачки в призабойную часть скважин ПОТ, можно результативно бороться с образованием конусов и языков подстилающих вод.

Если говорить о критериях применимости ПОТ, то можно выделить несколько основных на примере успешного проведения работ по ВПП на Западно-Катыльгинском нефтяном месторождении [3].

Одним из критериев для проведения работ на участке является наличие минимум трех реагирующих добывающих скважин на одну нагнетательную, что подтверждается на рисунке 1, где нагнетательная скважина № 9 имеет три реагирующие добывающие. Терригенные пласты месторождения характеризуются как неоднородные низкопроницаемые. На участке рисунка 1 выявлен неоднородный профиль приемистости по промыслово-геофизическим исследованиям. Также на месторождении присутствует опережающее обводнение продукции скважин до 94%, вызванное как геологическими особенностями строения коллекторов, так и технологическими аспектами процесса разработки, такими как ГРП и полученными из-за него нежелательными трещинами, которые вскрыли водоносный пропласток. Характерным критерием применимости является наблюдающаяся на месторождении неравномерная выработка запасов. Из рисунка 1 видно, что участок скважин № 2, 9 имеет хорошую гидродинамическая связь между добывающими и нагнетательными скважинами, а нагнетательные скважины имеют приемистость не менее 100 м/сут. Проницаемость коллектора для проведения ВПП должна быть не менее 5 мД, продуктивные пласты же в среднем имеют 11-30 мД. Исходя из вышеперечисленного, можно сказать, что приведенные характеристики месторождения полностью описывают основные критерии применимости, предъявляемые для закачки ПОТ.

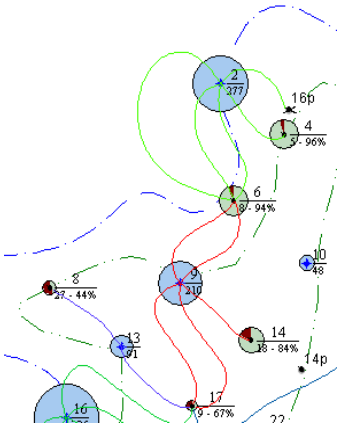


Рис.1 Участок скважин № 2, 9

Руководствуясь опытом применения ПОТ на месторождениях, можно сформировать список минимальных требований к реагентам, которым они должны отвечать для применения в неоднородных низкопроницаемых терригенных коллекторах. Так, на примере применённого термогелеобразующего состава РВ-3П-1, можно сказать, что реагент должен легко фильтроваться в пласт, время его гелеобразования должно быть регулируемым, обладать определенной водоизолирующей способностью, быть устойчивым к воздействию различных пластовых флюидов и технологическим жидкостям, пластовых температур и давлений.

Особое значение имеют реологические свойства регентов: вязкость раствора; модуль сдвига; напряжение сдвига, показывающее предельную прочность образовавшегося геля; скорость сдвига, являющееся отношением разности скоростей движения двух произвольных слоев жидкости к расстоянию между этими слоями; модуль упругости (Юнга), характеризующий противодействие полимера изменению размера и формы под действием внешней силы; остаточный фактор сопротивления, определяемый как отношение подвижности воды до и после фильтрации раствора полимера в пористой среде. Модуль Юнга можно записать как:

$$E = 2\mu(1 + \nu) \quad (1)$$

где E - модуль Юнга, Па; μ - модуль сдвига, Па; ν - коэффициент Пуассона.

Таким образом, описанные свойства существенно зависят от pH среды, температуры, общей минерализации, химического состава воды и могут точно охарактеризовывать всю технологию.

Рассмотрев процессы обводнения терригенного коллектора и механизма работы ПОТ в его условиях, можно сказать, что существует ряд геологических и технологических особенностей, на которые необходимо обращать внимание перед проведением обработок. Потокоотклоняющие технологии эффективно применимы для выравнивания профиля приемистости в неоднородном низкопроницаемом терригенном коллекторе, а также при ликвидации негативных последствий после проведения ГРП, а именно устремление трещин в водоносный горизонт. Можно также отметить, что ПОТ могут результативно перераспределять потоки жидкости в пласте для увеличения охвата пласта, закупоривать нежелательные высокопроницаемые трещины.

Литература

1. Калмыков С. С. Использование тампонажного раствора с высокой проникающей способностью для ограничения поступления пластовой воды в продуктивный флюид / С. С. Калмыков, В. В. Живаева, С. В. Воробьев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 10. – С. 40 – 41.
2. Злобин А. А. О механизме гидрофобизации поверхности пород-коллекторов нефти и газа / Злобин А. А., Юшков И. Р. / Вестник Пермского университета. Геология. – 2014. – №3
3. Дополнение к технологической схеме разработки Западно-Катыльгинского месторождения: АО «ТомскНИПИнефть» – Томск, 2009.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГЕЛИЯ ИЗ ПРИРОДНОГО ГАЗА.

Ананин П.В.

Научный руководитель - старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Уникальность гелия неоспорима. Благодаря способности хорошо проводить тепло и электричество, а также низкой температуре кипения такие области промышленности как авиация, ракетостроение, космическая инженерия, электротехника, атомная отрасль, а также медицина не могут обойтись без этого ценного газа. По прогнозам экспертов, гелий скоро станет одним из самых востребованных веществ. К 2030 году, судя по оценкам ООО «Газпром ВНИИГАЗ» производство гелия не будет удовлетворять потребности промышленности. Потребление будет превышать производство примерно на 25-75 млн кубометров[2]. Дефицит гелия в мире неизбежен. Поэтому следует направить силы на изучение технологий, способных производить извлечение гелия из газов с относительно высоким содержанием гелия, при этом сохраняя значительную его долю в составе гелиевого концентрата или газа, обогащенного гелием. В будущем Чаяндинско, Ковыктинское и другие месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока могут стать крупнейшими центрами производства гелия. Таким образом, Россия может начать производить и поставлять гелий в больших количествах на мировой рынок.

Целью данной работы является определение наиболее эффективного и экономически выгодного метода отделения гелия от природного газа.

Извлекать гелий из природного газа можно следующими методами: криогенный, мембранный, адсорбционный методы и гидратообразование.

На сегодняшний день в России гидратообразование не применяется по причине высокой энерго- и ресурсозатратности. Адсорбционный метод применяется для глубокой очистки газа, но лишь на определенной стадии, полную очистку данным методом провести невозможно. Существуют адсорбционные установки, которые дешевле в среднем на двадцать пять процентов относительно других технологий (нет необходимости в большом количестве жидкого азота). Однако, применение адсорберов осложняется капитальными затратами, а также в результате работы данных установок существует зависимость между наличием водорода в составе и повышением температуры газа. Из этого следует необходимость в очистке газа от излишка водорода, которые могут нарушить процесс.

Криогенный и мембранный метод являются наиболее эффективными, поэтому они заслуживают более тщательного рассмотрения, сравнение их преимуществ и недостатков представлено в таблице.

Криогенный метод выделение гелия разделяется на два этапа. Первый этап - получение гелиевого концентрата, путем низкотемпературной конденсации на криогенной установке – объемная доля гелия по окончании этого этапа составляет 70 – 90 % об. Далее происходит более глубокое очищение гелиевого концентрата от примесей природного газа, а именно: водорода, метана, азота, аргона, неона. В результате получается довести содержание гелия до 99,8 % об.

Данная технология не предназначена для малотоннажных производств, в данном случае энергозатраты слишком велики по сравнению с количеством получаемого концентрата гелия, то есть технология нерентабельна.

При малых объёмах получаемого продукта целесообразно применение мембранной технологии. В России данная технологии пока что находится на стадии опытно-промышленных испытаний. Так, например, на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении применяется технология, успешно прошедшая апробацию на Ковыктинском газоконденсатном.

Опытным путём установлено, что кварцевое стекло, другие силикатные материалы и различные полимерные соединения являются наиболее подходящим материалом для производства мембран при извлечении

гелия из природного газа. Они способны пропускать через себя гелий и практически полностью исключают пропускание других компонент природного газа [4].

Таблица

Криогенные и мембранные методы отделения гелия от природного газа

Название метода	Суть метода	Преимущества	Недостатки
Криогенный	Последовательная конденсация углеводородных компонентов природного газа при низких температурах, вследствие его охлаждения.	-Значительный мировой опыт использования данной технологии; -Установки способны эффективно перерабатывать нужный объём природного газа; -Большой срок работы и безопасность установок; -Выделение большей части гелия из газа с повышенным содержанием гелия	-Высокая цена строительства установок или заводов; -Применение большого количества металлоёмкого оборудования и специальных материалов для работы при криогенных температурах; -Повышенные затраты электроэнергии на охлаждение и сжижение компонентов природного газа
Мембранный	Выделение гелия вследствие прохождения по мембранной установке газа, состоящего из компонентов с различной скоростью проникновения через полупроницаемые мембраны под действием разницы парциальных давлений	-Сохранение гелия в пласте при получении кондиционного газа, направляемого потребителям; -Гомологи метана остаются в составе газа; -Высокая стабильность работы и низкая аварийность, простота использования, модульность, возможность расширения установок; -Транспортировка газа проходит при стандартных давлениях с минимальными потерями; -Безотходность процесса;	-В России данная технология извлечения гелия на данный момент находится на стадии опытно-промышленных испытаний, которые показывают хорошие результаты; -Требование в повышении количества добычи газа, направляемого в главный газопровод; -Данная технология ограниченна в применении при наличии большого количества гелия в природном газе

Процесс мембранного разделение можно разделить на несколько последовательных: I – перенос компонентов исходного потока газа к мембране для разделения; II – сорбция компонентов в мембране под действием разницы парциальных давлений; III – транспортировка их через мембрану; IV – десорбция из мембраны; V – отвод разделившихся продуктов с обратной стороны мембраны [3].

Мембранное разделение может проводиться с применением нескольких ступеней мембран, однако наиболее эффективной является двухступенчатая схема, так как она менее энергозатратна, чем трехступенчатая и более продуктивна, чем одноступенчатая.

На рисунке приведено сравнение двухступенчатой мембранной и классической криогенной технологий по основным техническим и экономическим показателям.

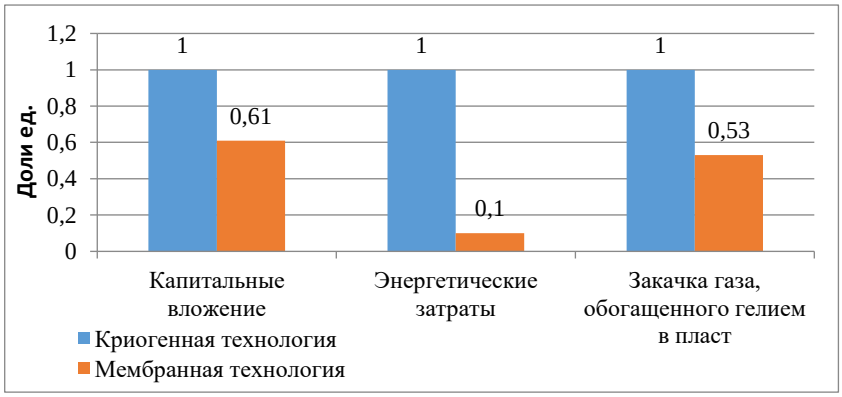


Рис. Сравнение вариантов извлечения по основным техническим и экономическим показателям [1]

Проанализировав график, можно сделать вывод о том, что хоть мембранная технология и не лишена недостатков, она является более экономически выгодной и менее энергозатратной, чем криогенная технология, и является целесообразным решением для выделения гелия из природного газа при малой производительности.

Литература

1. Горынцева К.Ю., Кемалов Р.А. Технология мембранного выделения гелия. [Электронный ресурс].-URL: http://www.econf.rae.ru/pdf/2016/02/5216.pdf
2. Как из природного газа добывают гелий. [Электронный ресурс]. – URL: http://www.gazprominfo.ru/articles/helium/
3. Мурин В.И., Кисленко Н.Н., и др. Технология переработки природного газа и конденсата. Часть 1// Справочник: В 2-х ч. – М.: ООО "НедраБизнесцентр", 2002. – 517 с.: ил.
4. Соловьев С.А., Поляков. А.М. Перспективы применения процессов мембранного газоразделения для подготовки и переработки природного и попутного газов// Серия. Критические технологии. Мембраны. – 2006. – № 4(32). – С 3 – 18.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ДОИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Белов Т.В.

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство запасов Западной Сибири относятся к трудноизвлекаемым и содержатся преимущественно в коллекторах, отличающихся низкой проницаемостью (НПК). Имеется огромный опыт доизвлечения запасов из такого рода объектов разработки, однако необходимо рассматривать комплекс решений для эффективной разработки НПК.

Одним из наиболее эффективных типов заканчивания скважин является бурение горизонтальных скважин с проведением МГРП. Проектирование данной операции обязательно требует проведение подробного анализа геолого-технологических условий каждого объекта разработки для выбора наиболее подходящих параметров для проведения МГРП, а именно: направление горизонтального участка ствола и трещин ГРП, длина горизонтального участка ствола скважины, количество стадий ГРП и объем закачиваемого проппанта, приходящегося на одну стадию. Не рекомендуется использовать ГС с МГРП в низкопроницаемых коллекторах, которые близко расположены к водонасыщенным зонам, либо к другим продуктивным отложениям ввиду возможного преждевременного обводнения [3].

Также особое влияние на проектирование разработки НПК оказывает выбор направления трещин относительно направления регионального стресса, под которым подразумевают направление максимального напряжения в данной области. При правильном выборе направления расположения горизонтального ствола и трещин ГРП можно добиться наибольших отборов пластовой жидкости.

Можно выделить основные особенности проектирования МГРП в НПК:

1. Зависимость длины горизонтального участка ствола скважин от количества стадий ГРП определяется параметрами трещины гидравлического разрыва (полудлиной трещины) и объемами нагнетания расклинивающего агента (проппанта). При соотношении более 50 т/стадию закачки проппанта и 100 м полудлины трещины рекомендуется расстояние между стадиями ГРП выбирать, равным 150 м.

2. В случае, если проведение каждой последующей стадии ГРП приводит к получению значения удельной накопленной добычи, равной 2 тысячи тонн за стадию, то целесообразно увеличивать количество стадий, иначе роста накопленной добычи может не происходить, либо возможны случаи резкого увеличения обводненности продукции.

3. Использование горизонтального типа заканчивания скважины с длиной горизонтального участка 500 м без проведения гидравлического разрыва пласта и применение наклонно-направленных скважин с ГРП равнозначны.

4. Направление линий регионального стресса не оказывает влияние на эффективность разработки при проектировании расположения горизонтальных участков скважин [3].

К современным видам заканчивания скважин можно отнести бурение многозабойных скважин с разветвленно-горизонтальными окончаниями (РГС) по технологии TAML. Данная технология применяется при условии невозможности проведения ГРП для увеличения охвата низкопроницаемых участков без привлечения дополнительных мероприятий по интенсификации. Проведение данного метода может оказаться наиболее рентабельным для разработки низкопроницаемых коллекторов вследствие отсутствия необходимости в мобилизации и эксплуатации флота ГРП, подбора реагентов и проппанта. Для НПК и коллекторов с естественной трещиноватостью используются две скважины, расходящиеся в противоположные стороны от главного вертикального ствола с дальнейшим горизонтальным окончанием. Тип заканчивания многозабойных скважин активно применяется на Чатылкинском, Северо-Янгтинском, Красногорском, Приразломном и других месторождениях.

В процессе проектирования системы ППД, необходимо оценить рентабельность ее внедрения. При определенных геолого-технологических условиях применение заводнения на месторождениях с НПК не всегда экономически эффективно. В таких случаях для конкретных месторождений можно определить граничное значение проницаемости, ниже которого целесообразно рассмотреть вариант разработки в режиме истощения

исходя из экономических соображений, опыт применения такого подхода, был апробирован на Приобском месторождении [1].

Основные трудности, с которыми приходится сталкиваться при проектировании систем ППД, заключаются в необходимости модернизации планирования размещения скважин, контролируя процессы техногенного трещинообразования и преждевременного прорыва воды. Наибольшее внимание уделяется совершенствованию системы ППД при использовании ННС с ГРП и ГС с МГРП. В условиях формирования нелинейной фильтрации неустойчивости продвижения фронта вытеснения рядные системы разработки имеют неоспоримые преимущества перед площадными системами. Это связано с более равномерной выработкой запасов нефти при рядной системе по сравнению с площадной, также рядные системы более устойчивы к внезапному отключению скважин, происходящему ввиду наличия участков с низкими ФЕС, такая особенность наблюдается за счет компенсации работы остальными скважинами при отключении одной из них, а при площадном заводнении скважины принадлежат сразу к нескольким элементам системы.

Еще одним значительным параметром является накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды, значение которой, равное 120-140%, является благоприятным для условий Хохряковского месторождения.

В качестве наиболее эффективного типа системы поддержания пластового давления можно выделить опережающее заводнение, отличительной особенностью которого является опережающее нагнетание вытесняющего агента по отношению к добыче нефти. То есть изначально работают только нагнетательные скважины, формируя равномерный фронт вытеснения к закрытым добывающим скважинам, а затем в работу вовлекаются добывающие скважины [4].

Причинами целесообразности применения, опережающего заводнения являются:

Длительная передача воздействия от нагнетательных к добывающих скважинам в условиях НПК;

Преобладающая эксплуатация скважин при значениях забойных давлений ниже значений давления насыщения для повышения продуктивности скважин;

Ускоренный процесс разгазирования нефти за счет интенсивных фазовых переходов при снижении давления ниже давления насыщения нефти газом.

При проектировании ГС с МГРП необходимо следовать следующим геологическим критериям применимости:

1. Наличие покрышек между целевым пластом и другими продуктивными пластами;
2. Мощность пласта не менее 2 м и не превышает 100 м (технологическое ограничение проведение операции ГРП);
3. Мощность покрышек между пропластками не более 3-4 м;

Рекомендуется использовать технологию проведения МГРП с использованием набухающих пакеров и циркуляционных муфт для сброса шаров и технологию HiWay, заключающейся в проведении кластерной перфорации с переменной закачкой жидкости ГРП и проппанта, для терригенных коллекторов и кислотный многостадийный гидравлический разрыв пласта (КГРП) – для карбонатных коллекторов.

При проектировании МГРП обязательно нужно учитывать азимут направления трещин – продольный или поперечный, что является критерием эффективности приведения операции [2].

В процессе эффективной разработки месторождений с НПК целесообразно использовать комплексный интегрированный подход с учетом детальной проработки каждого этапа (рис.).

Рис. Комплекс технологических мероприятий для низкопроницаемых коллекторов

Литература

1. Белоногов Е.В., Пустовских А.А., Ситников А.Н. Критерий выбора способа разработки низкопроницаемых коллекторов // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018 – № 1(7). – С. 49 – 51.
2. Мамбетов Ж. С., Медведев К.С. Анализ эффективности многозонного гидроразрыва пласта в условиях низкопроницаемых коллекторов // Вопросы науки и образования. 2018. №26 (38) URL:https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-effektivnosti-mnogozonnogo-gidrorazryva-plasta-v-usloviyah-izkopronitsaemyh-kollektorov (дата обращения: 28.09.2020).
3. Черевко М.А. Оптимизация системы горизонтальных скважин и трещин при разработке ультранизкопроницаемых коллекторов. // Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. «Тюменский государственный нефтегазовый университет». 2015. – 156 с.
4. Шупик Н.В. Повышение эффективности площадных систем рзаводнения низкопроницаемых пластов Западной Сибири: дис. канд. тех. наук: 25.00.17. – М.: – 2017.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Белов Т.В.

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современная нефтегазовая промышленность сталкивается с необходимостью максимального извлечения трудноизвлекаемых запасов, одним из хранилищ которых является низкопроницаемый коллектор (НПК). Последнее время активно создаются и совершенствуются методы добычи углеводородов из низкопроницаемых коллекторов, обоснование которых основывается на многочисленных исследованиях свойств данных типов коллекторов и геолого-промысловых условий их образования. Изученность особенностей разработки терригенных НПК очень велика, но в настоящее время растет спрос на доизвлечение запасов из карбонатных коллекторов. Для наиболее эффективной разработки подобных залежей необходимо использовать комплексный подход в анализе междисциплинарных данных о закономерностях добычи углеводородов (УВ) из низкопроницаемых коллекторов.

Низкопроницаемый коллектор – коллектор, характеризующийся низкими значениями проницаемости и высокой степенью неоднородности, запасы которого причисляются к трудноизвлекаемым (ТРИЗ), к которым приурочены углеводороды из конкретной залежи углеводородного сырья, относящихся к баженовским, абалакским, хадумским или доманиковым продуктивным отложениям, характеризующиеся низкими значениями проницаемости (от 0,01 до $0{,}4 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, до 10^{-5} мкм^2, $0{,}6 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 и от $0{,}01 \cdot 10^{-3}$ до $3 \cdot 10^{-3}$ мкм^2 соответственно), а движение флюидов в нем подчиняется нелинейным зависимостям фильтрации. К НПК относят нефтяные коллекторы, имеющие значения проницаемости менее 0,050 мкм^2 и газовые коллекторы проницаемостью 10^{-3}-10^{-4} мкм^2 и менее. На данный момент месторождения Западной Сибири характеризуются значением проницаемости НПК, равным 0,022 мкм^2 [3].

Литотип НПК, как и для всех коллекторов, подразделяется на терригенный и карбонатный. В терригенных коллекторах фильтрация происходит по объему пор, в которых может происходить перемещение флюида, также остаточные запасы нефти могут находиться в так называемых «тупиковых» порах – участках порового пространства, обладающих затрудненным массообменом с проточными каналами в данном направлении фильтрации [4]. В карбонатных же коллекторах фильтрация происходит зачастую по трещинам, распространяющимся в пласте. По структуре порового пространства можно выделить следующие типы карбонатных коллекторов [5]:

1. Поровый тип коллектора встречается довольно редко ввиду изменений, происходящих в процессе катагенеза, которые способны частично или полностью нивелировать изначально имеющуюся первичную пористость;

2.Каверно-поровый тип коллектора, у которого за счет вторичных постседиментационных преобразований формируется пустоты, к таким процессам относятся: выщелачивание, перекристаллизация и образование доломитов. Данный тип карбонатного коллектора встречается чаще. В качестве наиболее действенного процесса для формирования вторичных пор и каверн стоит отметить процесс выщелачивания.

3.Порово-трещинный и смешанный трещинно-поровый типы коллекторов. В карбонатных породах также являются общераспространёнными. Литологические процессы, приводящие к различным изменениям состояния карбонатных пород, как по разрезу, так и по площади, влекут за собой непостоянство фильтрационно-емкостных свойств, а также градацию разного количества плохо проницаемых и вовсе плотных, непроницаемых пропластков по всему разрезу. В подобных ситуациях перемещение пластовой жидкости происходит по трещинам, обладающим большей проницаемостью по сравнению с каналами, локализованными между зернами. Также структура порового пространства у терригенных НПК более отсортирована, чем у карбонатных, а в случае одинаковых низких значений проницаемости размеры поровых каналов больше у карбонатных, нежели у терригенных [3].

Следующим показателем, характеризующим НПК является неоднородность, но в данной работе хотелось бы обратить вниманием именно на неоднородность по проницаемости, которую целесообразно изучать по разрезу, по латерали и по площади всей залежи и которую можно классифицировать на слоистую, зональную и пространственную.

Послойная неоднородность по проницаемости характеризуется изменчивостью значений коэффициентов проницаемости, которые усредняются в зависимости от мощности пласта.

Зональная неоднородность пласта по проницаемости также сопровождается измерением усредненных значений проницаемостей, но уже непосредственно по площади всей залежи.

При пространственной неоднородности пласта по проницаемости физические свойства пласта различны по всему объему. Если сравнивать данный тип неоднородности с уже ранее упомянутыми, нужно отметить, что здесь работа ведется уже с истинными значениями проницаемости, которые изменяются согласно некоторой закономерности, которая может быть задана функцией k (x, y, h). Еще одним важным параметром, неразрывно связанным с понятием НПК является анизотропия пласта, а именно анизотропия по проницаемости. Под анизотропией проницаемости пласта, сложенного осадочными горными породами, подразумевается отношение горизонтальной проницаемости к вертикальной [1].

В основном, для определения направления и величины анизотропии по проницаемости применяются методы по исследованию ориентированного керна, обычному и 3D гидропрослушиванию, проведение акустического, нейтронного, гамма- и ПС-каротажей [2]. После чего полученные данные используются для картирования участка по анизотропии проницаемости. Наиболее надежным признаком анизотропии пласта по проницаемости является момент прорыва воды, а, следовательно, увеличения обводненности продукции. Анализ для обнаружения этого признака проводится между результатами моделирования и исторических показателей разработки месторождения.

При распределении пор по размеру для НПК принято выделять три группы: сверхкапиллярные с радиусом r > 30 мкм, капиллярные (30 > r > 0,5 мкм) и субкапиллярные (r < 0,5 мкм). Также стоит выделить тонкопоровые структуры с радиусом пор менее 2 мкм, которые также относятся к терригенным и карбонатным коллекторам ввиду резкого увеличения остаточной водонасыщенности, присущего такому размеру пор.

Таким образом можно выделить следующие группы объектов при обосновании разработки залежей в терригенных НПК и характеристики запасов нефти и газа [3]:

1.НПК – объекты в песчанистых коллекторах, $k_{пр} < 0{,}05$ мкм^2;

2.ГНПК – объекты, отличающиеся повышенным содержанием глинистых минералов, $k_{пр} < 0{,}1…0{,}2$ мкм^2;

3.СНПК – объекты, имеющие слабодренируемые участки, $k_{пр} < 0{,}3$ мкм^2 (СНПК);

4.НДК – объекты, пласты-коллекторы которых характеризуются низкими значениями дебита, $k_{пр} < 0{,}3…0{,}4$ мкм^2;

Сюда же могут быть включены плотные карбонатные коллекторы, у которых $k_{пр} < 0{,}01…0{,}05$ мкм^2.

Исходя из всех проанализированных особенностей разработки, связанных с низкопроницаемыми коллекторами, однозначно стоит обозначить важность исследования процессов формирования и преобразования низкопроницаемых коллекторов, а также характер фильтрации пластовых флюидов через них для наиболее эффективной разработки коллекторов такого типа. Можно сформировать комплекс аспектов, с которыми необходимо ознакомиться при изучении процесса разработки УВ из НПК, представленные на рисунке.

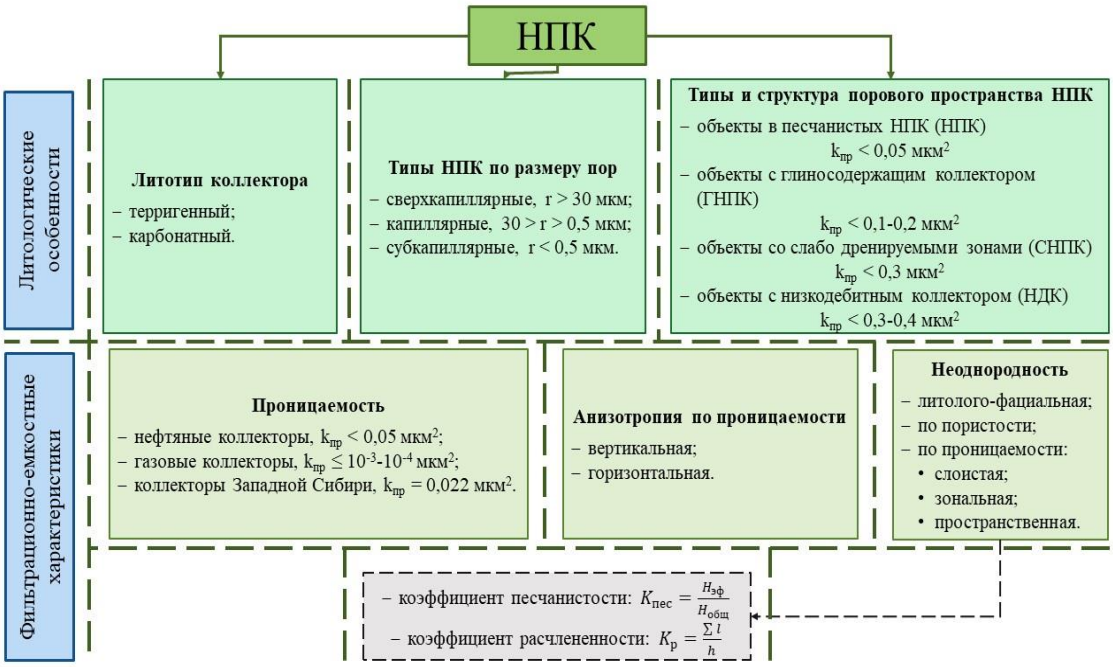


Рис. Комплексный подход к разработке низкопроницаемых коллекторов

Литература

1. Главнова Е.Н., Меркулов В.П., Главнов Н.Г. Сравнительный анализ методик определения анизотропии горизонтальной проницаемости пласта // Известия ТПУ. 2010. №1. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/sravnitelnyy-analiz-metodik-opredeleniya-anizotropii-gorizontalnoy-pronitsaemosti-plasta (дата обращения: 15.02.2021).
2. Меркулов В.П., Александров Д.В., Краснощекова Л.А. и др. Методика и результаты изучения анизотропии верхнеюрских коллекторов. / В кн.: Геофизические методы при разведке недр и экологических исследований. - Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – С.114 – 119.
3. Пономарев А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах: дис. канд. тех. наук. – Уфа, 2000.
4. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра. –1979. – 199с.
5. Шибина Т.Д., Белоновская Л.Г., Пестова А.Н., Климова Е.В., Хазикова Л.А., Яковлева А.А. Литолого-петрографические особенности низкопроницаемых карбонатных толщ древних платформ в связи с их нефтегазоносностью // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т.11. – №3. – http://www.ngtp.ru/rub/2/35_2016.pdf.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ В СЕКТОРЕ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Булатов В.Р., Ласкач В.А.

Научные руководители: профессор О.С. Чернова, инженер-исследователь М.О. Мельников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Использование IT технологий в секторе разведки и добычи углеводородов становится всё актуальнее – большие объемы информации и входных данных предъявляют особые требования к его цифровизации. Одним из результатов цифровизации данного сектора является концепция умного месторождения. Согласно опросу экспертов «Газпром нефти» основные технологии, реализующие концепцию умного месторождения – большие данные (Big Data), дополненная/виртуальная реальность (AR/VR), интернет вещей (IoT), облачные технологии [1].

Умное месторождение – это комплекс средств, позволяющий управлять нефтяным пластом с целью увеличения показателей добычи углеводородов. Повышение эффективности технологических процессов и энергоэффективности оборудования происходит благодаря использованию интеллектуальных мультипараметрических датчиков, обеспечивающих удаленный доступ ко всему оборудованию и позволяющих диагностировать его состояние и при необходимости конфигурировать. Такое месторождение в среднем генерирует примерно 15 петабайт информации в год, работать с которой без применения методов обработки больших данных трудоемко и нерационально [2]. Сейчас наибольшую часть мирового рынка больших данных занимает финансовая отрасль, однако самым быстрорастущим сектором является энергетика. В сфере разработки и добычи углеводородов сбор данных о работе оборудования позволяет удаленно контролировать работу любого актива, оптимизировать производственные процессы, предсказывать возможные аварии и сбои в работе.

Пример – проект «Газпром нефти» по поиску отказов системы автоматического перезапуска погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) после выхода из строя системы электроснабжения. Анализ проводился на основе более двухсот миллионов записей по работе насосного оборудования от полутора тысяч скважин, а также данных по перезапускам электропитания. Кроме того, учитывался ряд других параметров: эксплуатационные условия, схемы электропитания и др. Обработка полученной информации стандартными методами весьма трудоемка вследствие значительного количества неупорядоченных данных. Методы больших данных помогли выдвинуть гипотезы о причинах отказов в автозапуске и добыть ценную информацию о прежде неизвестных зависимостях в функционировании погружного оборудования [2].

Помимо умного месторождения, генерирующего большое количество данных, следует отметить геологоразведку. Обработка и интерпретация данных геологоразведки наиболее емкая по времени часть работ, связанных с разработкой месторождений. Использование здесь методов больших данных позволяет ускорить процессы обработки информации на стадии разведки: производится поиск корреляционных зависимостей, детальное моделирование продуктивных горизонтов, что способствует открытию перспективных площадей, сравнивая новые участки с уже известными аналогами [3].

Так, сотрудниками научно-исследовательского центра Heriot-Watt (г. Томск) разработан проект, представляющий собой алгоритм поиска месторождений-аналогов с использованием одномерных геолого-геофизических сигналов. Каротажные кривые, например, аномалии ПС или ГК, как одномерный сигнал представляется в виде временного ряда. В основе поиска аналогов заложены два базовых алгоритма: DTW (Dynamic Time Warping) – метод динамической трансформации временной шкалы и DFT (Discrete Fourier Transform) – метод вычисления дискретного преобразования Фурье.

DTW – метод, позволяющий найти близость между двумя последовательностями измерений. Суть этого алгоритма состоит в сопоставлении и сравнении пары сигналов, основываясь на нелинейном выравнивании. Мерой близости служит оценка расстояния между парой сигналов (Рис. 1).

Используя общедоступные библиотеки Python, был написан код алгоритма, осуществляющий сравнение всех сигналов с месторождения и дальнейшее ранжирование их по степени схожести относительно целевого ГИС и отбраковку сигналов из большой выборки (порядка 10000 значений), тем самым позволяя сделать вывод о степени схожести набора сигналов. Дальнейшая визуализация каротажных кривых позволяет выделять литофации.

Достоинство метода – способность сравнивать временные ряды (каротажные кривые) разной длины. Так, алгоритм способен эффективно оценивать схожесть двух пластов различной мощности, приуроченных к одной

обстановке осадконакопления. Однако, эта особенность DTW-алгоритма одновременно является его недостатком: каротажные сигналы пластов различной мощности могут быть схожи по форме, но не быть аналогами (Рис. 2).

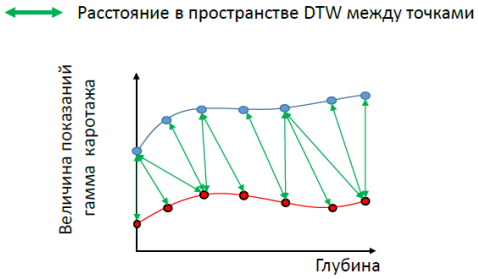


Рис. 1 Сопоставление двух кривых метрикой DTW

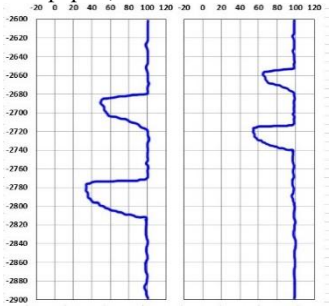


Рис. 2 «Ложная» схожесть по метрике DTW

Часто записанные сигналы ГИС оказываются «зашумленными», т.е. содержат в себе компоненту, которая не несет полезной информации (как правило высокочастотная и низкоамплитудная составляющие). Сравнение таких сигналов сложно и нецелесообразно. С целью решения этой проблемы используется метод дискретного преобразования Фурье (DFT), представляющий собой алгоритм разложения в ряд Фурье сигнала ГИС (Рис. 3).

В работе алгоритм применяется следующим образом: сигнал раскладывается в амплитудно-частотный домен, после чего происходит ранжирование (сортировка) гармоник с их последовательным и достаточным добавлением, в результате чего исходная каротажная кривая восстанавливается до состояния, при котором шумы подавляются, а восстановленный сигнал сохраняет схожесть с изначальным («геологичность»). По итогу для пары сигналов каждого восстановленного сигналов строится спектрограммы, сравнивая которые можно судить о степени схожести сигналов (Рис. 4).

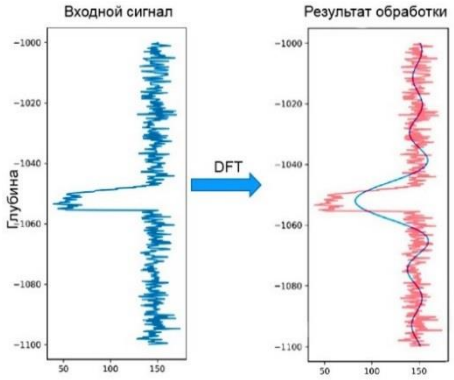


Рис. 3 «Зашумленный» и отфильтрованный по методу DFT сигналы

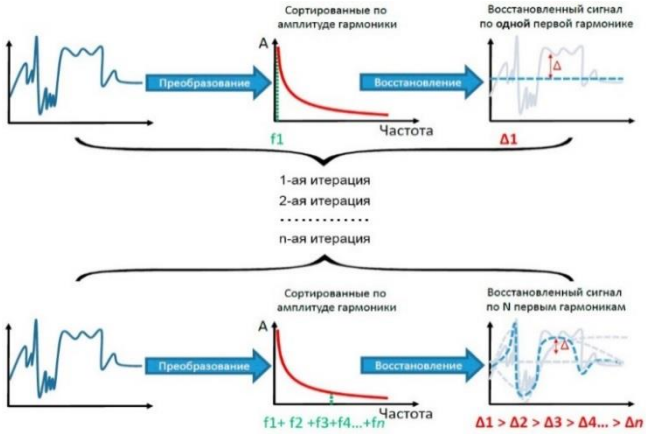


Рис. 4 Процесс фильтрации сигнала от шума

Однако, если сигналы схожи между собой по форме, но находятся в разных фазах, метрика дискретного преобразования Фурье сделает вывод о схожести сигналов, хотя это не так (Рис. 5).

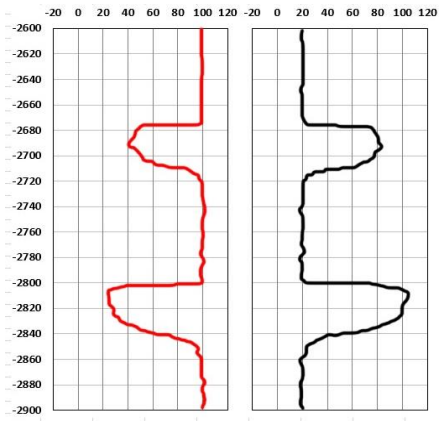


Рис. 5 «Ложная» схожесть по метрике DFT

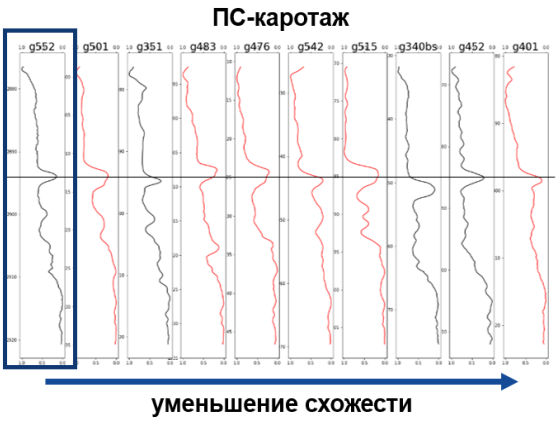


Рис. 6 Результаты применения метрики «MEGA» при поиске аналогов

С целью учета особенностей обоих алгоритмов была разработана метрика сравнения «MEGA», объединяющая достоинства и нивелирующая недостатки алгоритмов DTW и DFT. «MEGA» может применяться при поиске аналогов, при проектировании новой точки бурения, а также при оценке стартового дебита и темпов падения: из любой ячейки геомодели можно извлечь ПС-каротаж и предсказать параметры пласта. В результате можно прогнозировать различные технологические параметры скважин в рамках выделенных кластеров. Метрика была опробована на реальном месторождении Западной Сибири (Рис. 6).

Таким образом, различные методы цифровизации позволяют значительно повысить эффективность аналитических работ по прогнозированию технологических параметров скважин, а также реализовать аспекты умного месторождения в рамках сектора разведки и добычи.

Литература

1. Байназаров Н. Какие IT-профессии востребованы в нефтянке (2019) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://rb.ru/longread/oil-career/
2. Егорова И.В. Перспективы использования технологии больших данных (Big Data) [Текст] / Егорова И.В., Калинкина В.А. // Информационные технологии Сибири. ООО "Западно-Сибирский научный центр". – 2016. – с. 126 – 128.
3. Зорина С. Журнал «Сибирская нефть» №177 (декабрь 2020) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ ЗАКАЧКИ НА ОСНОВЕ SLIMTUBE-МОДЕЛИРОВАНИЯ

Бурков Н.А.
Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Технология смешивающего вытеснения активно применяется в США, где показывает эффективность снижения остаточной нефтенасыщенности вплоть до 5% и роста коэффициента извлечения нефти до 70% [2].

Исследование по закачке газа начинается с уравнения состояния. Оно позволяет оценивать различные газы и влияние состава нефти, и различных режимов давления на процесс извлечения нефти с закачкой газа в пласт.

После получения уравнения состояния для определенного пласта, оно может быть использовано для оценки минимального смешивающегося давления для газа определенного состава, закачиваемого в этот пласт. Если уравнение состояния было откалибровано с соответствующими составами при пластовом давлении и температуре для условий близких к условиям смешиваемости, это даст точные расчеты смешиваемости [1].

Затем выполняется Slimtube-моделирование для различных составов газов на одномерной модели с размерностью 100 ячеек, чтобы определить оптимальный рабочий агент закачки для каждого пласта. В существующих условиях существует два газовых потока, которые могут быть смешаны для достижения желаемого состава смешивающегося агента. Жирный газ, который будет использоваться во всех случаях, обозначен как «растворитель» в таблице, с содержанием метана 47 %. Поскольку он жирнее, чем требуется для смешиваемости, его можно разбавить более сухим газовым потоком. Более лучшим вариантом может быть получение более обогащенного сухого газа для смешивания с растворителем [3].

Таблица

Состав газа, молярной доли

Компонент	Сепарированный конденсат	Газ для закачки (сухой газ)	Растворитель (жирный газ)	Смешивание в объемном соотношении 40:60	Смешивание в объемном соотношении 50:50	Смешивание в объемном соотношении 60:40
CO_2	0	0,0068	0,0102	0,00884	0,008500	0,00816
Гелий	0	0,0001	0	0,00004	0,000050	0,00006
Азот	0	0,0061	0,0009	0,00298	0,003500	0,00402
Метан	0	0,9357	0,4715	0,65718	0,703600	0,75002
Этан	0	0,0388	0,1429	0,10126	0,090850	0,08044
Пропан	0,000522	0,0106	0,1978	0,12292	0,104200	0,08548
i-бутан	0,025791	0,0013	0,0789	0,04786	0,040100	0,03234
n-бутан	0,028488	0,0006	0,0665	0,04014	0,033550	0,02696
i-пентан	0,090983	0	0,0164	0,00984	0,008200	0,00656
n-пентан	0,028901	0	0,0074	0,00444	0,003700	0,00296
n-гексан	0,162715	0	0,0037	0,00222	0,001850	0,00148
n-гептан	0,446304	0	0,0029	0,00174	0,001450	0,00116
n-октна	0,179837	0	0,0008	0,00048	0,000400	0,00032
n-нонан	0,029224	0	0	0	0	0
n-декан	0,005846	0	0	0	0	0
n-C_{11}	0,001017	0	0	0	0	0
n-C_{12}	0,00037	0	0	0	0	0

Компонент	Сепарированный конденсат	Газ для закачки (сухой газ)	Растворитель (жирный газ)	Смешивание в объемном соотношении 40:60	Смешивание в объемном соотношении 50:50	Смешивание в объемном соотношении 60:40
H_2O	0	0	0,0001	0,000050	0,000050	0,000050
Итого	1	1	1	1	1	1

Slimtube-моделирование было выполнено для различных составов газов, чтобы определить подходящий рабочий закачиваемый агент для пласта НП4 Новопортовского месторождения (Рис.1). Минимальное давление смешиваемости очень чувствительно реагирует на содержание C_2H_6+ в закачиваемом газе. Похоже, что требуемый рабочий агент для закачки в пласт НП4 содержит метан в количестве приблизительно 65 %. Это гарантирует, что растворитель будет смешиваться при предполагаемом давлении закачки приблизительно 24 МПа.

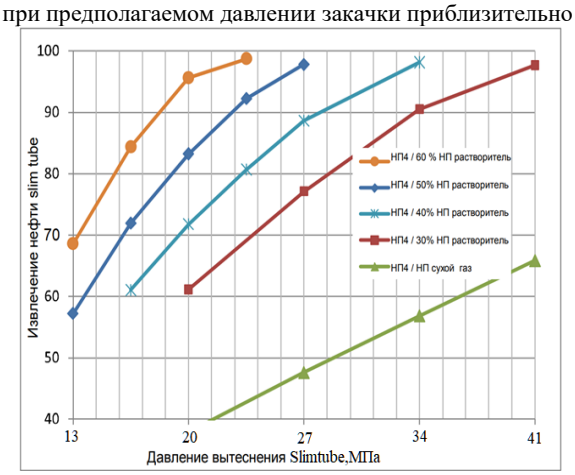


Рис. 1 Slimtube-моделирование для пласта НП4

Slimtube-моделирование было выполнено и для пласта НП8 Новопортовского месторождения (Рис.2). Минимальное давление смешиваемости также чувствительно реагирует на содержание C_2H_6+ в закачиваемом газе. Похоже, что требуемый рабочий агент для закачки в пласт НП8 содержит метан в количестве приблизительно 65 %. Это гарантирует, что растворитель будет смешиваться при предполагаемом давлении закачки приблизительно 24 МПа.

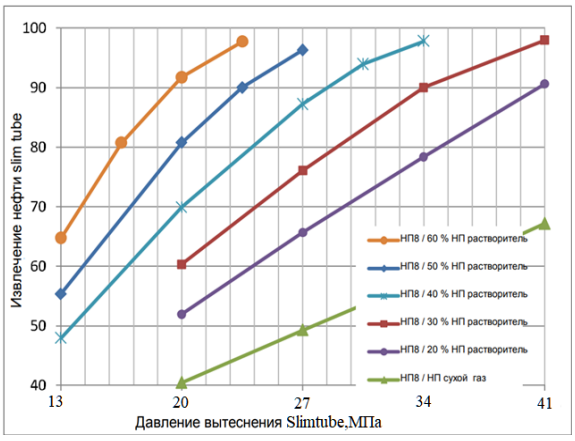


Рис. 2 Slimtube-моделирование для пласта НП8

Литература

1. Закачка жирного газа с целью увеличения нефтеотдачи / М.В. Вершинина, Н.Г. Главнов, А.В. Пенигин, Д.О. Прокофьев // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2019. – № 2(12). – С. 25 – 29.
2. Морозюк О.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) [Текст]: учеб. пособие / О. А. Морозюк, Л. М. Рузин– Ухта: УГТУ – 2014. – 127 с.
3. Полищук А.М. Использование слиммоделей пласта (slim tube) для физического моделирования процессов вытеснения нефти смешивающимися агентами. Часть 1. Методология эксперимента / А.М. Полищук, В.Н. Хлебников // Нефтепромысловое дело. – 2014. – №. 5. – С. 19 – 24.

ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НА ОСНОВЕ РЕКУПЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Бурцев А.С., Баканеев В.С., Борисов М.И.
Научный руководитель - доцент А.В. Лекомцев
Пермский национальный исследовательский Политехнический университет, г. Пермь, Россия

В современных условиях снижения уровня потребления углеводородного сырья и падения цены на него актуальной задачей является поиск, тестирование и практическое применение новых, более эффективных методов и технологий добычи нефти и газа.

При рассмотрении новых технологий добычи нефти и газа важно учитывать экономическую целесообразность внедрения той или иной разработки, поэтому одним из факторов эффективного внедрения является улучшение технических и технологических показателей работы при сохранении работоспособности эксплуатируемого оборудования. А также обеспечение экономической эффективности нового решения.

Одним из хорошо известных методов оптимизации добычи нефти, не требующим значительных капитальных вложений, является снижение давления в затрубном пространстве добывающих скважин. Существует множество способов по снижению затрубного давления, например, откачка газа компрессором из затрубного пространства скважины, использование струйного аппарата для перепуска газа в колонну насосно-компрессорных труб, использование избыточной энергии высокопродуктивных скважин [1,2,3]. В данной работе предложена технология интенсификация добычи нефти с применением поверхностного струйного аппарата за счет рекуперации энергии системы поддержания пластового давления.

Как известно, системы поддержания пластового давления хранят в себе высокий энергетический потенциал, который создается за счет нагнетания высокого давления в системы трубопроводов. В этой связи актуальной задачей для научного исследования является использование энергетического потенциала системы поддержания пластового давления в целях повышения эффективности добычи нефти и газа.

Использование энергии системы поддержания пластового давления предполагается применять в совокупности со струйным аппаратом, где в качестве активной среды будет выступать агент с системы поддержания пластового давления, а в качестве пассивной – водонефтяная эмульсия с выкидной линии после автоматизированной групповой замерной установки.

Внедрение поверхностного струйного аппарата в систему сбора и использование энергии системы поддержания пластового давления позволит повысить эффективность эксплуатации добывающих скважин, путем снижения линейных давлений добывающих скважин и получения дополнительной добычи.

На рисунке 1 представлена принципиальная схема комплексной технологии.

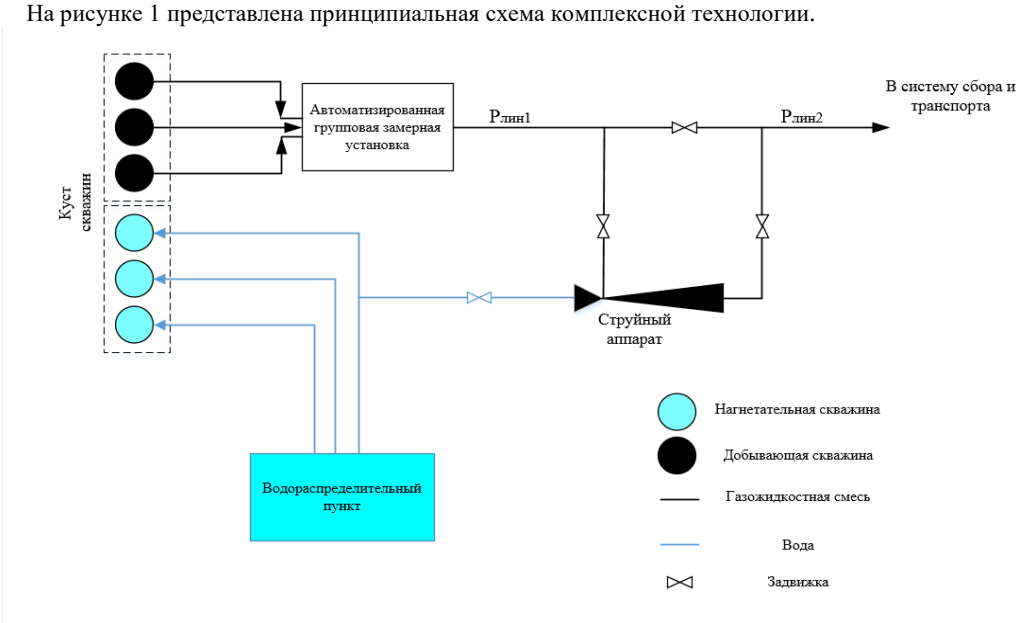


Рис. 1 Принципиальная схема комплексной технологии интенсификации добычи нефти на основе рекуперации энергии системы поддержания пластового давления

При помощи моделирования работы поверхностного струйного аппарата в программном модуле Ansys CFX (Рис.2), были определены границы эффективности применения данной технологии и получены критерии для подбора объекта под ее внедрение.

При определении границ эффективности учитывались следующие факторы:

- конструкция струйного аппарата (диаметр сопла);
- соотношение расходов активной и пассивной сред;

– обводненность скважинной продукции на выходе аппарата;
– давление активной среды.

Полученные критерии подбора объекта для реализации технологии представлены в виде таблицы.

Предполагается, что наибольшая эффективность технологии достигается при значениях начальной обводненности близких к точке инверсии фаз, связано это со снижением динамической вязкости эмульсии на выходе из аппарата.

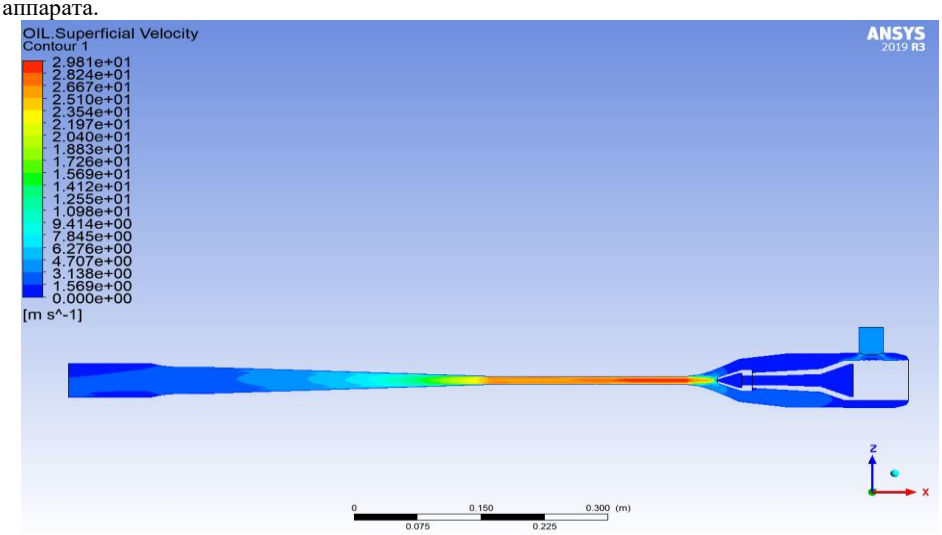


Рис. 2 Распределение скорости движения нефти в струйном аппарате при моделировании в программном модуле Ansys CFX

Таблица

Палетка эффективного применения комплексной технологии интенсификации добычи на основе рекуперации энергии системы поддержания пластового давления

Диаметр сопла, мм	Снижение давления, атм / Давление активной фазы, МПа											
3,5	Не эффективен				0,4 / 6,5	1,4 / 7,7	2,8 / 9,0	5,6 / 12,4	9,7 / 15,5	Высокое давление активной среды		
3	Не эффективен			0,9 / 8,5	2,4 / 10,5	4,1 / 12,6	5,9 / 15,3	9,6 / 20,9	Высокое давление активной среды			
2,5	Не эффективен			1,1 / 12,3	2,6 / 15,4	4,2 / 18,9	6,0 / 22,8	Высокое давление активной среды				
2	Не эффективен											
Q_A/ $Q_ж$ (соотношение фаз) / $W_н$ (начальная обводненнсть)	10%	20%	25%	30%	35%	40%	45%	50%	60%	70%	80%	100%
40%	45	50	52	54	56	57	59	60	63	65	67	70
45%	5	54	56	58	59	61	62	63	66	68	69	73
50%	55	58	60	62	63	64	66	67	69	71	72	75
55%	59	63	64	65	67	68	69	70	72	74	75	78
60%	64	67	68	69	70	71	72	73	75	76	78	80
65%	68	71	72	73	74	75	76	77	78	79	81	83
70%	73	75	76	77	78	79	79	80	81	82	83	85
75%	77	79	80	81	81	82	83	83	84	85	86	88
80%	82	83	84	85	85	86	86	87	88	88	89	90
85%	86	88	88	88	89	89	90	90	91	91	92	93
90%	91	92	92	92	93	93	93	93	94	94	94	95
95%	95	96	96	96	96	96	97	97	97	97	97	98

Таким образом, комплексная технология интенсификации добычи нефти на основе рекуперации энергии системы поддержания пластового давления позволит оптимизировать добычу углеводородного сырья с минимальным воздействием на систему сбора скважинной продукции.

«Исследование выполнено при финансовой поддержке Правительства Пермского края в рамках научного проекта № С-26/510».

Литература

1. Эффективность удаления газа из скважины [Текст] / А.А. Исаев, Р.Ш. Тахаутдинов, В.И. Малыхин, А.А. Шарифуллин // Георесурсы – 2018. – Т. 20. – №4. – Ч.1. – С. 359 – 364.

2. О снижении давления газа в затрубном пространстве скважин, оборудованных погружными центробежными насосами [Текст] / Д.А. Сарачева, Р.И. Вахитова, М.Ш. Давлетов // Академический журнал Западной Сибири – 2013. – Т.9. – №6. – С.38 – 39.
3. A cost effective way to boost production from tight oil and gas fields using surface jet pump systems [Text] / Sacha Sarshar, Najam Beg // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – 2013. – P. 1 – 22. DOI: 10.2118/164032-MS.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА КАК СПОСОБ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ

Бычков Д.А.
Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обработка призабойной зоны пласта растворами соляной кислоты была и остается основной при разработке нефтяных месторождений с карбонатными коллекторами. Однако многочисленные исследования, проведенные как в нашей стране, так и за рубежом, показывают, что эффективность этого метода не всегда достаточно высока, а иногда характеризуется отрицательными значениями показателей. Причинами этого являются: особенности геологического строения залежей, несоответствие применяемой технологии воздействия конкретным геологическим условиям рассматриваемого объекта, отсутствие научно обоснованных методов отбора и технологии обработки скважин с учетом технологических особенностей скважин и залежей [1].

Следует отметить, что различные исследователи отражают эффективность проводимых обработок призабойной зоны с помощью различных показателей. Это делает невозможным сравнение результатов друг с другом и всестороннюю оценку эффективности. Кроме того, установлено, что на сегодняшний день практически отсутствуют исследования, посвященные обобщению опыта проведения соляно - кислотных обработок (СКО) карбонатных коллекторов турнейской стадии, содержащих высоковязкую нефть (более 20 МПа·с) и трудноизвлекаемые запасы. Использование ранее полученных моделей и методик для условий других месторождений (с иными геологическими и физико-химическими свойствами пластов и насыщающих их флюидов) может привести не только к большим ошибкам, но и к противоречивым результатам [2].

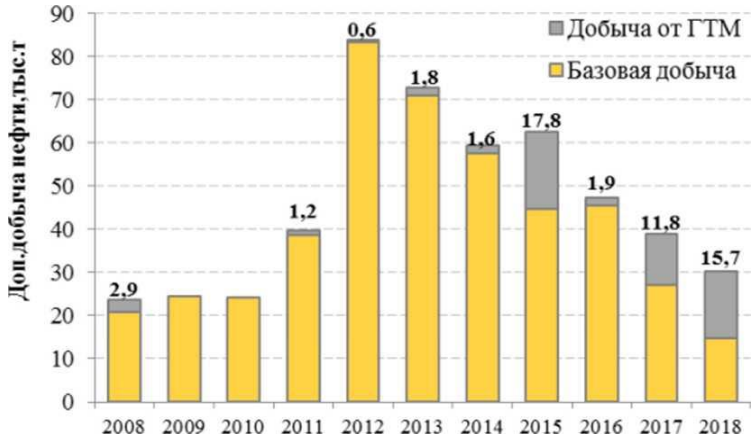


Рис. 1 Динамика добычи нефти за период 2008-2018 гг.

На рисунке 1 представлена динамика базовой добычи нефти и дополнительной добычи нефти после проведения ГТМ на Саврухинском месторождении за период 2008-2018 гг. Из рисунка видно, значительные доли добычи от ГТМ в годовых отборах приходятся на 2015 г. (29 %), 2017 г. (30 %), 2018 г. (52 %). В 2015 г. это выполнение СКО на скважине No28 и переходящий эффект выполненного ИДН в 2014 г. на скважине No29. В 2017 г. Это выполненный в скважине No 37 перевод с объекта А-3 на объект Б-1, и в 2018 г. Переходящий эффект от этого ГТМ. Исходя из геологических и технологических характеристик объектов разработки Саврухинского месторождения и критериями применения методов ПНП применение крупномасштабных технологий ПНП, направленных на повышение коэффициентов вытеснения и охвата процессом вытеснения, на нефтяных залежах месторождения нецелесообразно, поэтому для них даются рекомендации по использованию технологий локального воздействия на пласты (обработка призабойных зон пластов), способствующих интенсификации добычи нефти, а также повышению как текущей, так и конечной нефтеотдачи за счет реализации механизма увеличения охвата пласта воздействием со стороны зоны отбора и нагнетания.

Объект А-3 Саврухинское поднятие. Объект А-3 приурочен к терригенному коллектору, выделяется на Саврухинском поднятии, и характеризуется следующими фильтрационно-емкостными свойствами: проницаемостью равной 0,227 мкм2, вязкостью нефти в пластовых условиях - 14,9 мПа с, степенью расчлененности - 2,06. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина равна 4,9 м.

Знание типа подкисляемого пласта и деталей его минералогического строения имеет решающее значение для достижения положительных результатов. В карбонатных пластах, что свойственно для Саврухинского месторождения кислотная конструкция обычно основана на использовании соляной кислоты (HCl). Задача при подкислении карбонатных пластов песком (кварцем), полевым шпатом и глинистыми частицами, которые блокируют или ограничивают поток через поровые пространства, тем самым позволяя пластовым флюидам более свободно перемещаться в скважину. Если пласт песчаника содержит заметные карбонатные минералы, то в обработку можно добавить HCl. Геологические образования редко бывают однородными (чистый карбонат, песчаник или сланец), но представляют собой смесь карбонатных, песчаниковых и глинистых минералов. В результате большинство кислотных работ состоит как из соляной, так и из плавиковой кислоты, причем соотношение и прочность зависят от минералогии и температуры обрабатываемого пласта. Другие типы кислот могут быть использованы в более специализированных ситуациях (например, органические кислоты, такие как уксусная и муравьиная кислоты в качестве альтернативы соляной кислоте).

Объем кислоты, используемой при ОПЗ, обычно определяется длиной пласта (метража), обрабатываемого в скважине. Объемы кислоты, используемые на фут пласта, могут варьироваться в зависимости от проектных задач и характеристик конкретного пласта.

Данная технология успешно применяется в компании АО «Самаранефтегаз». В результате большого количества проведенных операций применения ОПЗ кислотными составами у компании есть большой опыт безопасного и экологически безопасного обращения с этими жидкостями и управления ими как до, так и после их использования. Операторы, сервисные компании и регулирующие органы имеют надежные процедуры, которые защищают как работников, так и общественность.

Кислоты должны транспортироваться и использоваться с надлежащими мерами предосторожности, процедурами безопасности и оборудованием. После успешной закачки кислоты и ввода скважины в эксплуатацию оператор должен рассмотреть возможность использования отдельных резервуаров или контейнеров для изоляции исходных добываемых флюидов (отработанной кислоты и добываемой воды). Жидкости, которые первоначально извлекаются, будут содержать отработанную кислоту (кислоту, которая в значительной степени химически реагирует, нейтрализуется и превращается в инертные материалы), и она обычно будет иметь pH 2-3 или более, приближаясь к нейтральному pH. Эти жидкости могут быть дополнительно нейтрализованы до pH>4,5 перед введением в производимую воду очистного оборудования, при необходимости. После нейтрализации отработанная кислота и добытая вода могут быть обработаны вместе с другой добытой водой на производственной площадке. Большая часть добываемой воды, включая отработанную кислоту, обрабатывается по мере необходимости, а затем закачивается через глубокие нагнетательные скважины, разрешенные юрисдикционным регулирующим органом.

На сегодняшний день ОПЗ кислотными составами является одним из наиболее широко используемым методом интенсификации нефтяных и газовых скважин.

• Наиболее часто используются два типа кислот: соляная кислота во всех типах пластов и плавиковая кислота в песчаниках и некоторых сланцах. Другие типы кислот, такие как органические кислоты, также могут быть использованы в специализированных ситуациях.

• Поскольку геологические формации никогда не бывают однородными, смеси (особенно для формаций песчаника) HCl и HF обычно перекачиваются с соотношениями смесей, основанными на минералогии формаций.

• Все аспекты нормативной базы, связанной с использованием кислоты в нефтяных и газовых скважинах, хорошо развиты и зрелы, как и методы эксплуатации и обеспечения безопасности, используемые операторами и поставщиками услуг.

• Когда кислота вступает в реакцию с пластовыми материалами, она в значительной степени расходуется и нейтрализуется.

• Отработанная кислота, которая извлекается при вводе в эксплуатацию очищенной скважины, обрабатывается и безопасно утилизируется практически таким же образом, как и добываемая вода.

Литература

1. Викторин В.Д., Лычков Н.П. «Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к терригенным коллекторам» – М.: Недра, 2014 г.
2. Кудинов В.И., Сучков Б.М., «Интенсификация текущей добычи нефти» «Нефтяное хозяйство» 2019 г., – №7.
3. Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г. «Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Самары» Самаранефтегаз 2018 г.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА НЕУСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

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

В настоящее время разработчики все чаще сталкиваются с проблемами при эксплуатации низкопроницаемых пластов. К таким проблемам можно отнести большие коэффициенты падения добычи, слабая приемистость, а также низкая эффективность системы подержания пластового давления. С целью контроля за разработкой таких месторождений необходимо проводить гидродинамические исследования скважин (ГДИС).

Еще одно проблемой является проведении гидродинамичеких исследований (ГДИ) на скважинах с горизонтальным окончанием. Это связано со сложностью проведения исследований из-за геометрических характеристик скважины. В горизонтальных скважинах перераспределение происходит иначе, чем в вертикальных скважинах.

При проведении ГДИ можно оценить фазовую проницаемость, скин-фактор, а также пластовое давление. Если же скважина горизонтальная или на ней проводили гидроразрыв пласта (ГРП) также можно оценить параметры трещины или горизонтального ствола. К таким параметрам относятся работающая длина горизонтального ствола, полудлина трещины и безразмерная проводимость трещины. В случае если скважина горизонтальная скин-фактор делится на две составляющие: механический (определяет состояние призабойной зоны пласта) и геометрический (определяет геометрию скважины) скины [1].

Принципиальное отличие проведения ГДИС в горизонтальных скважинах в отличие от вертикальных заключается в сложных течениях, отличных от плоскорадиальных потоков. Для горизонтальных скважин выделяют 3 режима течения: ранний радиальный, линейный и псевдорадиальный режимы. С помощью каждого режима по тангенсу угла наклона к касательной в двойных логарифмических координатах возможно определить параметры пласта. По раннему радиальному режиму можно определить проницаемость по вертикали (нулевой наклон). По линейному режиму течения определяют длину горизонтального ствола (тангенс угла наклона 0,5). Псевдорадиальный режим позволяет определить проницаемость по горизонтали (нулевой наклон) [2].

Проведение исследования методом кривой восстановления давления (КВД) проводится в остановленной скважине. В данном случае замеряется забойное давление с помощью глубинного манометра-термометра. Данное исследование проводится с целью определения фильтрационно-емкостных свойств пласта. Продолжительность зависит от особенности залежи и цели исследования. Все исследование можно разделить на 3 этапа:

- Подготовительный этап – на данном этапе осуществляется подача заявки, оповещение геологической службы и выдача задания операторам исследования;
- Этап проведения исследования – проверка и подготовка прибора. После чего спускают прибор и приступают к снятию КВД (остановка скважины). По окончании исследования прибор поднимают;
- Заключительный этап – передача замера геологической службе и интерпретация данных исследования.

Рассмотрим практическое исследование КВД на скважине 1 месторождения Х. Интерпретация данных проводится в ПО «Saphir». Цель исследования состояла в определении параметров скважины и пласта. В таблице представлены исходные параметры пласта ВК1-3.

Таблица 1

Исходные данные для интерпретации

Параметры	Значение
Давление насыщения, МПа	56
Начальное пластовое давление, МПа	130
Начальная пластовая температура, ℃	59
Газовый фактор, м3/т	29
Пористость, доли ед.	0,28
Эффективная мощность пласта, м	7

Скважина горизонтальная, эксплуатируется механизированным способом (ЭЦН). В виду низкой проницаемости и малого времени исследования на скважине не наблюдаются работа горизонтального ствола и позднее радиальное течение, что иллюстрируют рисунки 1 и 2. Период исследования 472 часа. Как видно из рисунка 1 на скважине наблюдается только ранее радиальный режим течения, который заключается в радиальном течении, распространяющемся в вертикальном направлении.

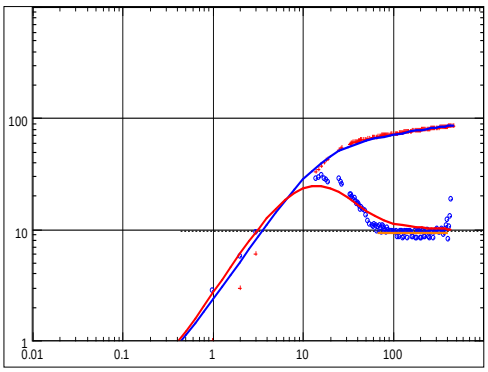


Рис. 1 Диагностический график скважины 1

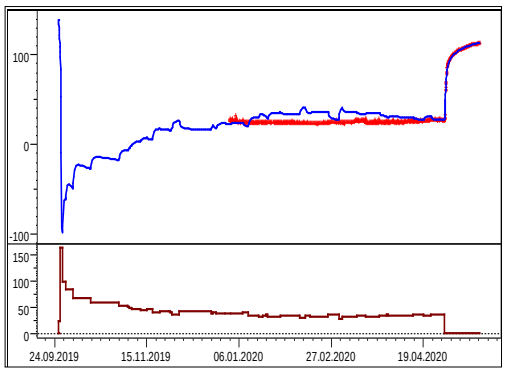


Рис. 2 График динамики добычи скважины 1

С целью получения достоверных параметров для пластов с низкой проницаемостью исследование методом КВД составляет 1000 и более часов. Это приводит к значительным потерям нефтедобыче, вызванными остановкой скважины и затратами на замеры инструментом, – это не всегда выгодно в экономическом плане. С целью минимизации затрат можно проводить анализ добычи (АД), который является дополнением к исследованию на неустановившихся режимах. АД охватывает больший период «жизни» скважины.

Исследование методом АД проводилось более 1000 часов, в следствии чего были получены необходимые для горизонтальной скважины течения. Интерпретация данных проводилась в ПО «Topaze» (рисунок 3 и 4).

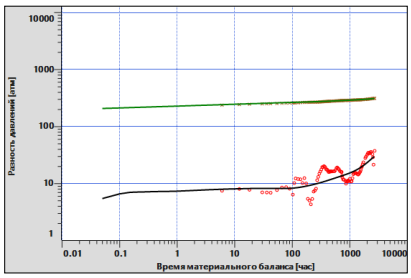


Рис. 3 Диагностический график скважины 1

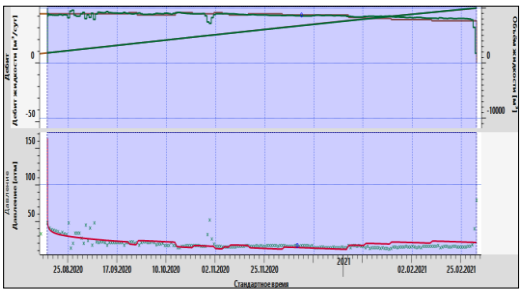


Рис. 4 График динамики добычи скважины 1

В таблице 2 отражены основные параметры, полученные двумя методами исследований АД и КВД. АД можно использовать как дополнительное исследование к традиционным, а можно и как альтернативное.

Таблица 2

Сравнение полученных результатов

Параметр / Метод	КВД	АД
Проницаемость, мД	4.71	3.60
Гидропроводность, мД*м/сП	35.1	22.2
Пьезопроводность, $м^2/с$	4,32E-03	4.01E-03
Механический скин-фактор	0.00	2.8
Геометричсекий скин-фактор	-3.13	-7.08
Общий скин-фактор	-3.13	-4.28
Пластовое давление на ВД, атм.	117.68	115.36

Таким образом, для контроля за параметрами пласта и скважины в процессе эксплуатации необходимо проводить гидродинамические исследования. В горизонтальных скважинах проводить исследования сложнее, чем в вертикальных, что объясняется нетрадиционными сложными течениями. Также в низкопроницамых коллекторах для достоверного результата необходимо проводить более длительное исследование. Наиболее информативными являются исследования методов кривой восстановления давления. Однако с экономической точки зрения, целесообразнее применять метод анализа добычи. Полученные результаты по анализу добычи имеют приемлемую степень достоверности.

Литература

1. Зейн Аль-Абидин М.Д. Особенности интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин в нефтегазоконденсатных коллекторах [Электронный ресурс] / М.Д. Зейн Аль-Абиди [и др.] // Электронный научный журнал «Современные проблемы науки и образования». – 2015. – № 2-2. С. 176.
2. Кременецкий М.И. Информационное обеспечение и технологии гидродинамичсекого моделирования нефтяных и газовых залежей. – Ижевск: Ижевскй институт компьютерных исследований, 2012. – С. 896.

ТЕРМОХИМИЧЕСКИЙ СПОСОБ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

Воткеев Ф.А.

Научный руководитель - старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Продолжительная разработка нефтяных месторождений подразумевает под собой постепенный процесс заводнения нефтяных пластов, что влечет за собой образование водонефтяных эмульсий.

При высокой обводнённости нефти, вероятность образования асфальтеновых, смолистых и парафиновых отложений значительно повышается. Более того, повышается температура начала кристаллизации нефти, а вместе с этим увеличивается её вязкость, что пагубно влияет на дальнейший процесс транспортировки нефти. Высокоминерализованная вода значительно ускоряет коррозию труб, ёмкостей для хранения продукта.

Таким образом, в непосредственной близости от мест добычи нефти размещают установки первичной подготовки нефти (УПН), для отделения от нефти воды с растворенными в ней солями, механических примесей и попутного нефтяного газа [1, 2].

В связи с этим наиболее важной задачей является нахождение целесообразного и эффективного способа разрушения данных эмульсий. В нефтедобывающей сфере наиболее используемым из известных методов разрушения водонефтяных эмульсий является термохимическая деэмульгация.

Целью этой работы было исследование предложенных эксплуатирующей компанией деэмульгаторов и определение наиболее эффективной концентрации.

В качестве объекта исследования была выбрана нефть Арчинского месторождения. В таблице 1 представлены физико-химические свойства нефти.

Таблица 1

Физико-химические характеристики исследуемой нефти [3]

Наименование	Значения	Единицы измерения
Плотность разгазированной нефти	891	кг/м^3
Вязкость разгазированной нефти: при температуре 20/50° С	17,9/6,7	мм^2/с
Массовое содержание:		
серы	0,44	%
смол силикагелевых	5,09	%
асфальтенов	1,60	%
парафинов	6,75	%

Компанией используется три деэмульгатора: Интекс 1018, Сепарол WF-41, ХПД-005Н. Дальнейшее исследование заключалось в экспериментальном определении коэффициента эффективности. Первым этапом данной работы было определение обводненности в пробе по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды» по методу Дина и Старка и составила 39,8%$_{(об)}$.

Второй этап нашей работы заключался в определении на вибрационном измерителе плотности жидкостей ВИП-2М плотности исходной нефти и исследуемых деэмульгаторов.

Определение эффективности деэмульгатора проводилось по следующей методике: с помощью экстрактора ПЭ-8000 перемешали исходную нефть при 500 об/мин в течение 5 минут для получения однородной системы.

Далее пробу поместили в конические колбы с добавлением определенного количества деэмульгатора, указанного в таблице 2, и тщательно смешали на перемешивающем устройстве в течение 12 минут. Затем образцы проб перенесли в мерные цилиндры и оставили в сушильном шкафу, нагретым до температуры 60° С. Концентрации каждого деэмульгатора и коэффициент эффективности представлены в таблице 2.

Эффективность работы деэмульгатора оценивали по коэффициенту эффективности, который определяли, как отношение объема воды, выделившейся из пробы, к изначальному содержанию воды до проведения эксперимента.

Таблица 2

Определение коэффициента эффективности деэмульгаторов

Концентрация деэмульгатора / Деэмульгатор	35 г/т	40 г/т	50 г/т	60 г/т
	Коэффициент эффективности			
ХПД-005Н	56,4 %	56,4 %	100 0%	97,4 %
Интекс 1018	-	15,4 %	97,4 %	94,7 %
Сепарол WF-41	-	0 %	0 %	0 %

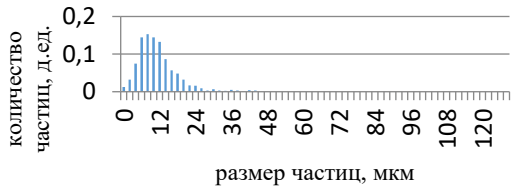
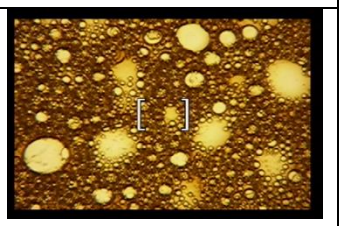
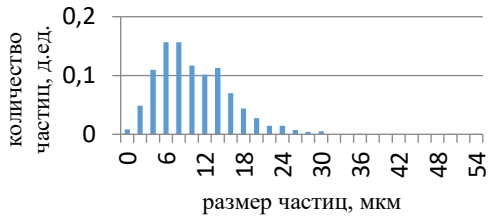
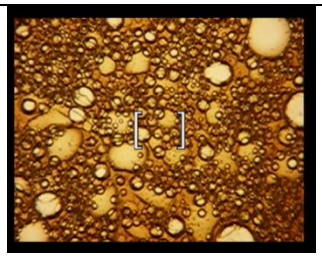
«-» данные отсутствуют.

По данным таблицы можно сделать вывод о том, что наилучшие результаты показывают деэмульгаторы ХПД-005Н и Интекс 1018 при концентрации 50 г/т. Без добавления деэмульгатора, а также при добавлении в исходную пробу Сепарол WF-41 разделения эмульсии на нефть и воду не происходило.С помощью модульного биологического микроскопа Olympus CX41 и программы обеспечения анализа изображений ImageScopeColor, сразу после перемешивания, были сделаны микрофотографии внутренней структуры исходной нефти и проб с добавлением деэмульгаторов перечисленными из таблицы 2.

После проведения анализа дисперсного состава были построены дифференциальные кривые распределения капель воды по размерам для проб с добавлением деэмульгаторов ХПД-005Н и Интекс 1018 с концентрацией 50 г/т.

Таблица 3

Результаты исследования, полученные с помощью микроскопа Olympus CX41

Название деэмульгатора	Кривые распределения капель воды по размерам	Микрофотографии
ХПД-005Н		
Интекс 1018		

Проанализировав полученные данные, был сделан вывод о том, что в пробе с добавлением деэмульгатора ХПД-005Н наибольшее количество частиц имеет размер 8 мкм. Максимальный размер частиц составляет 156 мкм. В пробе с добавлением деэмульгатора Интекс 1018 наибольшее количество частиц имеет диаметр 6 и 8 мкм. Максимальный размер частиц достигает 54 мкм. В результате исследования действия деэмульгаторов был сделан вывод, что наиболее эффективными оказались Интекс 1018 и ХПД-005Н при концентрации 50 г/т. Визуальный осмотр и расчет дисперсного состава представленный в таблице 3 показал, что ХПД-005Н имеет большую эффективность, так как при его добавлении образуются более крупные частицы.

Литература

1. Волков А.А., Балашова В.Д., Коновальчук О.Ю. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий//Нефтепромысловое дело. – 2013. – №5. – С. 40 – 42.
2. Ермаков С.А. Прогнозирование технологических показателей подготовки нефти в зависимости от свойств продукции, поступающей на установку подготовки // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 5. – С. 102 – 118.
3. Зырянов М.С., Фомичев Е.В., Л.В. Чеканцева. Исследование воздействия магнитного поля на реологические характеристики водонефтяной эмульсии//Сборник трудов – Томск, 2020. – С. 230 – 232.

ОБОСНОВАНИЕ КРИТЕРИЕВ ДЛЯ ПЕРЕВОДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ФОНД НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ

Гаевой В.А.

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ключевое значение при разработке месторождений имеет система поддержания пластового давления. Состояние ПДД влияет на обеспечение необходимых параметров работы пласта, режимов вытеснения и, следовательно, добычу нефти. Стараясь достигнуть максимального эффекта за срок действия лицензии, недропользователи внедряют систему ППД с первого этапа разработки, увеличивая фонд нагнетательных скважин по мере падения пластового давления.

При создании проекта разработки месторождения закладываются мероприятия по повышению объемов закачки рабочего агента (воды) путем увеличения фонда нагнетательных скважин. В частности, уже на этапе проектирования определяются скважины-кандидаты из добывающего фонда для их последующего перевода в нагнетательные скважины. Вопрос о необходимости проведения геолого-технических мероприятий (в т.ч. перевод

скважины в систему ППД) по скважине возникает при снижении ее рентабельности, что обуславливается падением дебита скважины либо увеличением обводненности продукции свыше 98%. В таком случае существует три варианта действий:

- реконструкция добывающей скважины (рост продуктивности, снижение обводненности);
- перевод скважины в нагнетательный фонд;
- консервация скважины либо ее перевод в фонд специальных скважин (параметрические, водозаборные и др.).

Целесообразность выбора каждого из вариантов необходимо обосновывать. Соответственно, для перевода добывающей скважины-кандидата в нагнетательную важно проанализировать ряд критериев, по которым можно оценить оптимальность и эффективность данного решения. В данном случае необходимо комплексно подходить к вопросу и учитывать множество факторов, которые можно объединить в несколько групп: геолого-промысловые, технологические, технические и экономические.

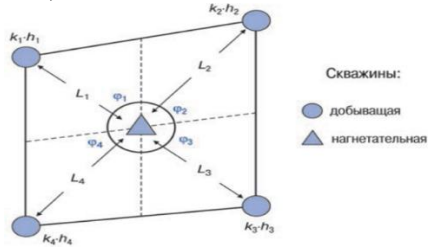


Рис. 1 Учет взаимовлияния окружающих скважин: k — проницаемость; h — толщина пласта; L — расстояние между скважинами

Наиболее крупной группой являются геолого-промысловые факторы. Они обусловлены работой продуктивного пласта и включают в себя как данные системы разработки, так и физико-химические свойства пласта. В этом случае необходимо изучить такие параметры, как пластовое давление, коэффициент приемистости, проницаемость, скин-фактор, сетку скважин и гидродинамическую связь между ними (рис. 1). Для определения этих параметров в скважине необходимо провести гидродинамические исследования. При повышенном значении скин-фактора следует произвести обработку призабойной зоны. В ином случае при закачке воды в пласт взвешенные частицы забивают поровые каналы, тем самым снижая приемистость скважины.

Также необходимо проанализировать потенциальный дополнительный дебит от n числа добывающих скважин, которые будут охвачены заводнением, и учесть возможность опережающего прорыва воды к этим скважинам. Технологические факторы определяются особенностями поверхностного обустройства системы ППД и свойствами закачиваемого рабочего агента. При переводе скважины в нагнетательный фонд необходимо рассмотреть влияние ее приобщения к единой системе водоводов высокого давления на другие скважины и насосные агрегаты.

В первую очередь, при подключении скважины к единой сети изменяется напорно-расходные характеристики насосов КНС. В данном случае увеличивается расход жидкости и, соответственно, уменьшается напор, развиваемый агрегатами. Снижение напора приводит к падению давления на всех нагнетательных скважинах, при этом уменьшается репрессия, создаваемая на пласт. Это может привести к нивелированию эффекта от перевода добывающей скважины в нагнетательную. Для сохранения напора при увеличении расхода жидкости возможно три варианта действий:

- увеличение рабочей частоты насоса;
- с помощью запорно-регулируемой арматуры отрегулировать подачу жидкости на нагнетательных скважинах;
- замена насоса на более производительный.

Помимо этого, в случае если скважина переводится по причине высокой обводненности, возникает дефицит воды, так как это снизит дебит, поступающий с УПСВ. Соответственно, необходимо заранее рассмотреть дополнительные источники поступления воды. Это должно предусматриваться еще на стадии проектирования месторождения. Такими источниками могут служить пресные поверхностные, подземные, сточные, подземные минерализованные воды.

Минерализация воды играет важную роль, она должна максимально соответствовать минералогическому составу пластовой воды. В ином случае, при закачке в пласт пресной воды возможно смещение равновесия в сторону выпадения солей, что приведет к снижению приемистости скважины. Наиболее подходящей в данном случае является сеноманская вода, которая добывается с помощью водозаборных скважин. Использование сточных и поверхностных вод в качестве дополнительного источника возможно, если имеется соответствующая инфраструктура по подготовке воды.

При этом, для определения необходимых объемов для нагнетания воды в пласт необходимо руководствоваться не только компенсацией закачкой отбора жидкости, но также упругими свойствами пласта и возможными потерями жидкости между КНС и пластом. Согласно руководящему документу РД 153-39.0-110-01, распределение объемов закачиваемой воды в скважинах рекомендуется проводить по формуле:

$$\sum Q_З = \sum Q_Э + \beta^* \Delta P_{пл} V + \Delta Q_З$$

- где $\sum Q_З$ - объем закачки за анализируемый период $\sum Q_Э$ - отбор жидкости за анализируемый период; β^* - коэффициент упругоемкости пласта на прилегающей площади; $\Delta P_{пл}$ - изменение пластового давления на

прилегающей площади за анализируемый период; V - объем пласта в пределах прилегающей площади; ΔQ_3 - потери закачки (утечки в другие пласты из-за негерметичности колонны, потери на поверхности и др.) [1].

С технической точки зрения, наличие водозаборных скважин позволяет рассмотреть вопрос перевода добывающей скважины в нагнетательную без подключения ее в единую систему водоводов и использование метода межскважинной перекачки (МСП) воды. Это решение позволит не изменять существующие технологические параметры системы ППД, а также уменьшить металлоемкость.

Помимо этого, технические факторы включают в себя состояние эксплуатационной колонны и насосного оборудования. Негерметичность эксплуатационной колонны может привести к просачиванию воды в породу и разбуханию глин, что может привести к ее дальнейшему разрушению. Во избежание развития аварийной ситуации необходимо провести геофизические исследования (акустический каротаж, электромагнитная дефектоскопия и др.) на наличие таких мест, и в случае обнаружения изолировать их путем установки пакерного устройства ниже проблемного интервала. Также должны быть предприняты меры по устранению коррозии трубопроводов и НКТ путем проведения химической обработки либо их замены, так как при переводе скважины в нагнетательную коррозионные частицы будут забивать поровые каналы, что приведет к снижению приемистости. Помимо этого, повышенное давление создаст риск прорыва трубы в этих местах.

Разделение факторов, учитываемых при обосновании перевода скважины, является достаточно условным, потому, как можно заметить, все они взаимосвязаны между собой. Существующие программные обеспечения позволяют рассчитать влияние перевода скважины на отдельные элементы системы ППД, которые можно разделить на 4 блока: кустовую насосную станцию, систему трубопроводов, скважины и пласт (рис. 2).

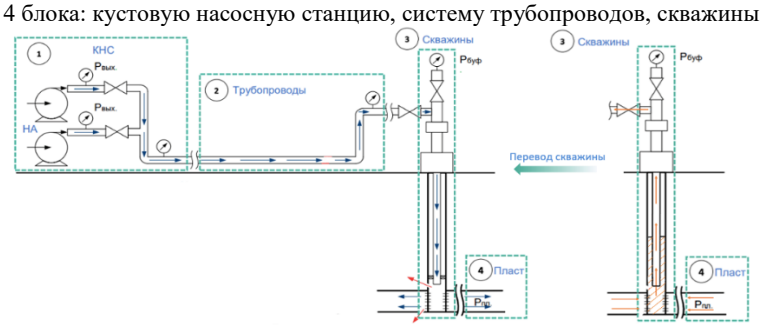


Рис. 2 Элементы моделирования в системе ППД при переводе добывающей скважины в нагнетательную

Для комплексного подхода достижения максимальной точности необходимо использовать интегрированное моделирование на основе объединения параметрических моделей вышеперечисленных систем. Входными данными такой модели являются параметры добывающей скважины и работающего на депрессии пласта. В процессе моделирования перевода скважины в нагнетательную заменяются такие параметры, как коэффициент приемистости и расход жидкости, остальные данные дублируются с модели добывающей скважины. При этом добавляются дополнительные элементы модели (насосные агрегаты и водоводы), которые связаны с нагнетательной скважиной через давления на выходе из насосов, буферное давление на скважине и расход. Такая модель системы ППД должна согласовываться с единой моделью месторождения.

Помимо этого, в данную систему можно внедрить экономическую часть, которая позволит спрогнозировать рентабельность скважины при различных вариантах ее дальнейшей эксплуатации в среднесрочной перспективе. При экономической оценке используются такие параметры, как затраты по закачке воды и на электроэнергию (энергосбережение), переменные затраты на содержание фонда скважин (ремонт кабеля УЭЦН, фонд оплаты труда (ФОТ) и др.), налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и выручка от количества добытой продукции с учетом ценовой конъектуры.

Таким образом, при переводе добывающей скважины в нагнетательную, в первую очередь должны учитываться геолого-промысловые и технологические факторы, так как они прямо влияют на разработки месторождения. Технические параметры необходимо учитывать для минимизации возможных потерь при закачке воды. Из-за большого количества параметров рекомендуется использовать интегрированное моделирование для определения наиболее оптимального времени перевода добывающей скважины в нагнетательную.

Литература

1. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293816/4293816261.pdf
2. Цифровое интегрированное моделирование в процессе управления заводнением. / К.И. Повышев [и др.] // PRONEФТЬ. Профессионально о нефти. – 2017 – № 4(6). – С. 44 – 47
3. Ермолаев А.И., Кувичко А.М., Соловьев В.В. Модели формирования фонда нагнетательных скважин на нефтяных залежах / Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010 – С. 6 – 9.

ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН ПОВЫШЕННОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО КОМПЛЕКСУ МЕТОДОВ ГИС НА ПРИМЕРЕ КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Галиев Ф.Р.

Научный руководитель - доцент В.П. Меркулов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Крапивинское нефтяное месторождение, открытое в 1985 году и входящее в Игольскую группу месторождений, приурочено в большей мере к Томской (юго-восточная часть) и в меньшей к Омской (юго-западный район) областям в административном плане. Месторождение приурочено к локальным поднятиям - Крапивинскому и Западно-Крапивинскому, представляющим из себя структуры III порядка, разделенные между собой мульдообразными прогибами. Продуктивными пластами исследуемого месторождения являются отложения верхней юры прибрежно-морского условия осадконакопления, имеющие полого-клиноформное строение. Неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по площади, мозаическое распределение залежей вследствие присутствия низкопроницаемых песчаных полос и ступенчатое изменение ВНК присущи данному месторождению. Особенностями главного продуктивного пласта ($Ю_3^1$) являются значительные изменения ФЕС в плане и в разрезе, а также различные по площади месторождения физико-химические свойства нефти. Верхняя юра, являющаяся нефтегазоносной, подразделяется на васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты. Баженовская свита мощностью порядка 20-30 м, играющая одновременно роль нефтематеринской, нефтепроизводящей породы и региональной покрышки, состоит из черных битуминозных аргиллитов. Георгиевская свита незначительной мощности представлена темно-серыми глинами с включениями растительности. Глинистая нижневасюганская подсвита и песчано-глинистый горизонт образуют васюганскую свиту.

По результатам фациальной интерпретации литотипов разреза пласта $Ю_3^1$, сделаны выводы, что в северной и, незначительно, в центральной части Крапивинского месторождения развиты системы пляжевых баров. В юго-западной части находится область дельтового рукава, а переходная зона локализована между вышеназванными барами и рукавом дельты. Литотипы в виде воронки по ПС, показывают значения в барах, а в переходно-дельтовых отложения кривая ПС имеет сложную форму.

Как было отмечено ранее, породы-коллекторы Крапивинского месторождения крайне неоднородны и имеют слабо согласованные фильтрационно-емкостные свойства. В связи с этим традиционная эмпирическая зависимость логарифма проницаемости от пористости, определяемая по керновым данным, малоприменима для рассматриваемого месторождения, так как искусственно игнорирует неоднородность экспериментальных данных и способна предсказать только сглаженное распределение проницаемости. Корреляции между данными геофизических исследований скважин (ГИС) и проницаемостью определены для конкретных геологических условий, что сильно ограничивает их применимость к определению ФЕС на Крапивинском месторождении. В связи с этим для анализа и прогноза проницаемости на месторождении по данным ГИС была использована концепция гидравлических типов коллектора. [3] Смысл этого метода в том, чтобы выделить конкретное число характерных типов породы, образованных в одних и тех же условия седиментации и диагенеза, Данная концепция заключается в определении ограниченного числа характерных типов породы, которые были сформированы в сходных седиментационных и диагенетических условиях, имеющие похожую форму пор и физико-химические свойства, и, следовательно, для которых геологические и петрофизические свойства согласованы и отличны от других гидравлических типов. В данной концепции зависимость проницаемости от конфигурации реальной пористой среды описывается уравнением Козени и Кармен (1).

$$k = \frac{\varphi_e^3}{(1-\varphi_e)^2}\frac{1}{F_s\tau^2 S_{gv}^2}, \quad (1)$$

где F_s – параметр формы поровых каналов, φ_e – эффективная пористость, τ – параметр извилистости, S_{gv} – площадь поверхности пор на единицу объема. Отсюда определена ключевая характеристика классификации пород *FZI* (*Flow Zone Indicator*), $FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s}\tau S_{gv}}$, описывающая геометрию порового пространства и вспомогательная характеристика *RQI (Reservoir Quality Index)*, $RQI = 0{,}0314\sqrt{\frac{k}{\varphi_e}}$, характеризующая средних гидравлический радиус поровых каналов. Данные характеристики могут быть рассчитаны по керновым значениям пористости и проницаемости. Экспериментально было подтверждено, что геологические характеристики породы – геометрическое строение порового пространства, минералогический состав матрицы и цемента определяет значение *FZI*, что позволяет установить корреляции между ним и данными измерений ГИС. Таким образом концепция гидравлических типов может быть использована для определения типа коллектора по измерениям ГИС. Но, для применения этого способа, нужно выделить некоторое количество предполагаемых видов коллекторов, и значения *FZI* для каждого из них, относящиеся только к определенному виду коллектора. Визуальное определение гидравлических единиц возможно путем анализа графиков проницаемость – эффективная пористость, *RQI* – эффективная пористость, где могут быть выделены группы образцов со схожими свойствами; графическим анализом гистограмм и поиском числа логнормальных распределений, каждое из которых отвечает собственному значению *FZI*; графическим анализом накопленной функции вероятности и поиском характерных прямых; анализом стратиграфического графика Лоренца, где данные упорядочены в порядке стратиграфического положения и поиском точек перегиба кривой, отображающих границы гидравлических единиц; кластерным анализом с поиском оптимального количества кластеров посредством сравнения ошибки расчета проницаемости; анализом зависимостей капиллярного давления и сравнением функций Леверетта; по данным детального описания

и петрографического и микрофотографического анализа керна. Перечисленные выше методы определения гидравлических единиц позволили выделить от четырех до семи различных групп, что говорит о возможных пересечениях и вложениях групп друг в друга. Совместным рассмотрением всех описанных методов была составлена итоговая классификация, включающая семь типов пород-коллекторов и восьмой обобщенный тип породы-неколлектора. Для определения типа коллектора в интервалах без отбора керна необходимо однозначное сопоставление данных ГИС и значения *FZI*. Методом ранговой корреляции данных каротажа и значений *FZI*, определенных по керну, было выявлено, что наиболее явная связь прослеживается между значением *FZI* и гамма- и ПС - каротажами и пористостью по ГИС, связь с остальными доступными видами каротажа очень слаба. Сравнение функций плотности распределения вероятности рассматриваемых данных ГИС и рассмотрение общих ограничений исследований методами ГИС показывают, что ни один метод не может быть использован для однозначного определения гидравлического типа коллектора индивидуально, однако сочетание методов позволяет это определение. Для прогноза непрерывной величины *FZI* при построении геологической модели могут быть использованы множественные регрессии, Байесова оценка или нейронные сети.

Таким образом, для Крапивинского месторождения определены восемь гидравлических типов коллекторов и соответствующие им средние значения *FZI*.

$$k = 1014 \cdot (FZI)^2 \frac{\varphi_e^3}{(1-\varphi_e)^2} \quad (2)$$

Восемь зависимостей пористость-проницаемость вида (2) могут быть получены из уравнения (1) и применяться для определения распределения проницаемости по данным геофизических исследований скважин.

Основные промышленные запасы Крапивинского нефтяного месторождения связаны с пластом $Ю_3^1$. Для данного пласта характерна выраженная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств по разрезу и площади нефтеносных зон. Изучение неоднородности ФЕС и литологического строения пласта по данным из эксплуатационных и поисково-разведочных скважин [2] позволило выделить в пределах Крапивинского месторождения четыре литотипа. Наиболее любопытным с точки зрения фильтрационно-емкостных свойств представляется первый литотип, представленный в северной и северно-восточной части месторождения. Следующая последовательность фильтрационно-емкостной неоднородности по разрезу характерна для первого литотипа: высокопроницаемая (100-1000 мД) песчаная пачка в кровле пласта; среднепроницаемая песчаная пачка (1-100 мД) в средней части пласта; низкопроницаемая (<1 мД) песчаная пачка в подошве пласта. Сверхвысокие значения проницаемости, характерные для верхней части разреза, и четко прослеживающая неоднородность ФЕС делают северную часть Крапивинского месторождения наиболее перспективным объектом для исследования.

Литература

1. Анализ разработки Крапивинского нефтяного месторождения [Текст] : отчет по договору с ОАО «Томскнефть» / отв. исп. М.В. Панков – Томск: Научно-образовательный Центр ТПУ, 2004 – 425 с.
2. Обстановки осадконакопления и фации. Ч. 1. [Текст] / под ред. Х. Рединга – М.: Мир, 1990 – 352 с.
3. Amaefule, J. Enhanced Reservoir Description: Using core and log data to identify Hydraulic (Flow) Units and predict permeability in uncored intervals/wells [Text] / J. Amaefule, M. Altunbay, D. Tiab, D. Kersey, D. Keelan // SPE 26436, presented at 68th Ann. Tech. Conf. And Exhibit, Houston, Tx. – 1993.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ В ПРОЦЕССЕ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

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

К настоящему времени, доля запасов нефти, относящаяся к карбонатным коллекторам, превышает 30% от всех разведанных запасов. В частности, в России, доля запасов в карбонатных коллекторах оставляет более 50%, большая часть которых относится к новым месторождениям. Характерной особенностью разработки карбонатных коллекторов является преждевременная обводненность, вследствие которой происходит существенное снижение темпа выработки запасов. Причины процесса преждевременной обводненности в большей степени заключаются в геологических особенностях коллектора.

Первостепенное влияние на процесс обводнения скважин оказывает наличие микро- и макротрещин. Проблема заключается в том, что при моделировании и исследовании трещиноватых коллекторов стоит принимать во внимание ряд факторов и сил, которые не учитываются в случае с традиционными терригенными коллекторами. Расположение и формы трещин могут сильно отличаться, что на прямую влияет на размеры и форму блоков матрицы, на которые делится порода (рис.1). Стоит учитывать, что нефть может содержаться как в порах, так и в трещинах, и одна из этих сред будет средой фильтрации нефти в процессе добычи. Происходит изменение соотношения капиллярных и гравитационных сил, воздействующих на поведение флюидов в коллекторе в процессе добычи нефти.

Система трещин, в процессе разработки нефтяных месторождений карбонатных коллекторов, заметно реагирует на изменение пластового давления, так как коэффициент сжимаемости трещин в два раза больше, нежели коэффициент сжимаемости пор. При изменении пластового давления происходит изменение фильтрационно-емкостных параметров трещиноватости, а в частности: трещинной пористости, проницаемости (1) и основных параметров трещин, такие как длина, высота, густота (2) и раскрытость (3).

$$k_т = \alpha_т \cdot \Gamma_т \cdot \delta_т \quad (1)$$

где $\alpha_т$ – коэффициент трещиноватости; $\Gamma_т$ – густота; $\delta_т$ - раскрытость

$$\Gamma_т = \frac{\sum L}{2 \cdot F} \quad (2)$$

где $\sum L$– длина всех трещин; F – площадь сечения, м

$$\delta_т = \delta_{т0}[1 - \beta_т(p_0 - p)] \quad (3)$$

где $\delta_{т0}$ – ширина трещины при начальном давлении, p_0; $\beta_т$ - сжимаемость трещины.

Разница показателя раскрытости между пересекающими трещинами представляет определенную трудность в определении траектории движения жидкости в системе, вследствие ее перетоков через трещины с наибольшей степенью раскрытости. Тем самым не исключается возможность прорыва воды, при уходе трещины, пронизывающей нефтяной пласт, в водоносный слой. Упругие свойства карбонатных коллекторов играют важную роль в образовании в них трещин. Основным условием образования горизонтальных трещи является создание давления, которое будет превышать вертикальное горное. Однако, они могут образоваться вследствие естественных процессов, лишь с той разницей, что их раскрытость и протяженность будут меньше. Для образования вертикальных трещин пластовое давление должно преодолеть боковое горное давление, следовательно, удержать их в раскрытом состоянии легче, так как значение бокового горного давления значительно меньше вертикального. Зоны пласта, в которых горное давления принимает высокие значения, представляют из себя естественный экран, который препятствует образованию трещин. За счет него происходи накопление давления в системе. При превышении критического значения экран прорывается, происходит удлинение трещины до тех пор, пока пластовое давление вновь не будет меньше бокового горного, что существенно отличается от фильтрации жидкости по порам.

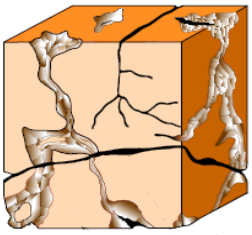


Рис. 1 Матрица карбонатного трещиноватого коллектора

Важным фактором, влияющим на процесс добычи и поддержания пластового давления, являются поверхностные свойства породы, а в частности - смачивание. В зависимости от взаимодействия нефти и воды с породой, ее поверхность может быть, как гидрофильной, так и гидрофобной. В случае гидрофильности, вода хорошо смачивает поверхность породы (рис.2а). В случае гидрофобности жидкость, собирается в капли, не смачивая поверхность породы (рис.2б). Поверхностные химические и адсорбционные свойства карбонатных пород могут приводить к разным вариациям смачиваемости, вследствие своего минералогического разнообразия. Карбонатные породы имеют положительный заряд, они адсорбируют в основном кислотные компоненты нефти Некоторые компоненты нефти обладают свойством смачивать определенные участки поверхности породы по всему пласту, что подразумевают под избирательной смачиваемостью неоднородной поверхности породы, свойственной карбонатным коллекторам. Это означает, что в процессе поддержания пластового давления вытеснение происходит в основном из крупных пор, в мелких же преобладают капиллярные силы, удерживающие целики нефти.

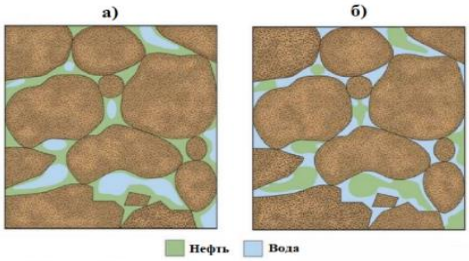


Рис.2 Гидрофильный (а) и гидрофобный (б) коллектор

Движение флюидов в пласте характеризуется подвижностью, обусловленной свойствами флюида и породы при равном давлении. Подвижность одного флюида относительно другого определяется безразмерным параметром, названным коэффициентом подвижности, который определяется на основании закона Дарси и характеризуется отношением фазовых проницаемостей и вязкостей флюидов при определенной насыщенности в пластовых условиях (4).

При двухфазном течении в пласте, коэффициент подвижности определяется отношением подвижности воды к подвижности нефти, в зависимости от относительной проницаемости.

$$M = \frac{k_1 \cdot \mu_2}{k_2 \cdot \mu_1} \quad (4)$$

где k – фазовая проницаемость, м^2.; μ - вязкость, Па с.

Если коэффициент подвижности равен единице, то при заданном перепаде давления фильтрация нефти и воды происходит с одинаковой скоростью. При малом коэффициенте подвижности процесс вытеснения нефти водой будет стабильным (рис.3а), так как в этом случае вода менее подвижна, чем нефть. При коэффициенте больше единицы, подвижность воды преобладает, произойдет опережение фронта вытеснения водой, тем самым образуя языки обводненности (рис.3б).

В процессе разработки нефтяных месторождений используя методы поддержания пластового давления варьировать значение коэффициента подвижности можно с помощью изменения вязкостей флюида, снизив вязкость нефти или увеличив вязкость вытесняющего реагента.

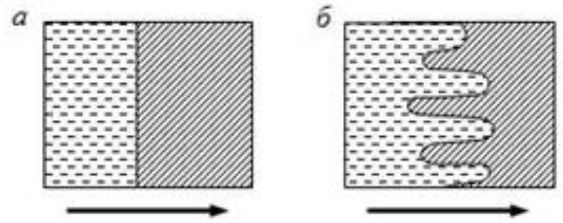


Рис.3 Стабильное (а) и нестабильное (б) вытеснение нефти водой

На процесс разработки месторождений оказывают существенное влияние анализ геологических особенностей, которые являются предпосылками причин преждевременного обводнения добывающих скважин, (рис.4).

Рис.4 Геологические особенности причин преждевременного обводнения

На начальном этапе важна целесообразность разработки с учетом ряда геологических особенностей коллекторов с выраженной неоднородностью. Процесс вытеснения нефти в таких коллекторах протекает иначе, следовательно, методы и прогнозирования показателей заводнения будут отличаться от используемых при проектировании терригенных коллекторов.

Одной из современных тенденций для увеличения нефтеотдачи при разработке карбонатных коллекторов является ASP-технология, использование которой позволяет увеличить гидрофильность поверхности пород, а также стабилизировать вытеснение нефти.

В свою очередь, для предотвращения притока воды и ее поглощения по трещинам, а также предотвращения опережающего движения воды по высокопроницаемым трещинам используются различного рода тампонирующие барьеры, представленные гелями, эмульсиями, пеной, дисперсным осадком или твердым телом.

Правильное понимание геологических особенностей коллектора, влечет к эффективному решению возникающих проблем преждевременного обводнения скважин, что в свою очередь приводит к повышению рентабельности разработки месторождения.

Литература

1. Курс на карбонаты // Сибирская нефть. – 2017. – №138.
2. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1990. – 427с.
3. Викторин В.Д., Лыков Н. А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. – М.: Недра, 1980.
4. Мартюшев Д.А., Лекомцев А.В., Котоусов А.Г. Определение раскрытости и сжимаемости естественных трещин карбонатной залежи логовского месторождения // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – №16. – С. 61 – 66.
5. И.Т. Мищенко, Т.Б. Бравичева, К.А. Бравичев, Л.В. Масленникова, О.Н. Сарданашвили Повышение эффективности выработки карбонатных коллекторов при заводнении // Территория нефтегаз. – 2009. – №2. – С. 42–44.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ УВЕДИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И КРИТЕРИИ ВЫБОРА

Григорьев Р.С.
Научный руководитель - профессор И.В. Шарф
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

По данным Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации [2] Россия располагает одной из крупнейших сырьевой базой углеводородов (УВ), обеспечивающей ей 6 место среди стран-держателей запасов.

Кроме того, доля добычи сырой нефти в России составляет 12% от мировой, что является третьим показателем среди всех нефтедобывающих стран. Несмотря на это коэффициент извлечения нефти(КИН) невысок и составляет 0,371, при этом наблюдается устойчивая тенденция к его снижению.

Основная причина данного снижения вызвана ростом доли вновь открываемых месторождений или залежей с неблагоприятными геолого-физическими характеристиками коллекторов и физико-химическими свойствами флюидов, в результате чего наблюдается ухудшение структуры запасов. Кроме того, немаловажным фактором является опережающая выработка высокопродуктивных объектов, менее трудных в освоении. В целом отмечается тенденция к сокращению объема активно разрабатываемых запасов при увеличении доли их трудноизвлекаемой составляющей. Таким образом, столь значительный объем трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ) и малый коэффициент извлечения нефти ставит необходимость в повышении эффективности ее извлечения. По этой причине возникает потребность в использовании более эффективных, но в тоже время и более сложных и дорогих методов, позволяющих увеличить нефтеотдачу.

В настоящее время в мировой нефтедобыче освоены и применяются в промышленных масштабах четыре основных группы методов увеличения нефтеотдачи (МУН): а) тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями, циклическая тепловая обработка призабойной зоны пласта (CSS), создание внутрипластового подвижного очага горения (ISC), метод парогравитационнгого дренажа(SAGD)); б) газовые методы (закачка углеводородных газов, углекислого газа, азота, дымовых газов); в) химические методы (заводнение с применением ПАВ, полимерное, ASP заводнение и др.); г) микробиологические методы (введение в пласт бактериальной продукции или ее образование и поддержание непосредственно в нефтяном пласте) [1, 4].

Столь обширный спектр методов обусловлен тем, что геолого-физические характеристики коллекторов и физико-химические свойства флюидов могут варьироваться в широких диапазонах, как на различных месторождениях, так и на залежах самого месторождения.

В связи с этим возникает потребность в определении критериев их диапазонов для оценки возможности и целесообразности применения того или иного МУН в условиях конкретного месторождения или залежи. Несомненно, критериев, по которым может проводиться оценка множество.

Следовательно, встает задача выделения и систематизации ключевых параметров, на основании которых возможно провести первичную оценку при выборе МУН. На основе анализа и обобщения отечественной и зарубежной литературы была составлена сводная таблица критериев выбора МУН (табл.), исходя из показателей геолого-физических характеристик пласта и физико-химических свойств флюида для ряда методов, получивших наибольшее распространение на сегодняшний день и доказавших свою эффективность при промышленных испытаниях и в процессе разработки месторождений УВ. В ней так же выделены цветом критерии, которые, по мнению различных авторов, оказывают наибольшее влияние на успешность применения рассматриваемого метода.

Так, например, для метода ASP (Alkaline-Surfactant-Polymer flooding) как и для МУН с применением полимеров, ключевыми критериями будут являться температура, а как следствие и глубина залегания коллектора, проницаемость и минерализация пластовой воды.

Это обусловлено тем, что при граничных условиях выделенных параметров, полимеры, входящие в состав закачиваемого водного раствора наряду с поверхностно-активными веществами и щелочью, начинают разрушаться в результате термальной, механической или химической деструкции [3], в связи с чем происходит потеря вязкости раствора и как следствие значительное уменьшение уровня КИН.

Конечно, рассматриваемые в данной работе критерии и их диапазоны не могут дать исчерпывающую информацию о возможности применения каждого из методов, а также обеспечить полную гарантию применимости выбранного метода на конкретном объекте. Тем не менее, они позволяют провести первичную оценку и выбрать те МУН, которые потенциально являются наиболее эффективными в рассматриваемых условиях.

Литература

1. Аль Басиси Н. М. О зарубежном опыте применения методов повышения нефтеизвлечения из пластов / Н. М. Аль Басиси, А. А. Липаев. // Управление техносферой. – 2020. – Т. 3. – №. 3 – С. 318–320.
2. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов в 2019 году [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.mnr.gov.ru/docs/o_sostoyanii_i_ispolzovanii_mineralno_syrevykh_resursov_rossiyskoy_federatsii/gosudarstvennyy_doklad_o_sostyanii_i_ispolzovanii_mineralno_syrevykh_resursov_rossiyskoy_federatsii/ .
3. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти / А. Тома, Б. Саюк, Ж. Абиров, Е. Мазбаев // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2017. – №. 7 – 8. – С. 58–68.
4. Whatever happened to enhanced oil recovery? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.iea.org/commentaries/whatever-happened-to-enhanced-oil-recovery

Таблица

Критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи

Параметры	Тепловые методы				Химические методы		Микробиологические методы	Газовые методы		
	Теплоносители	CSS	ISC	SAGD	Полимерное заводнение	ASP	MEOR	Углеводородные газы	Углекислый газ	Азот и дымовые газы
Плотность нефти, кг/м^3	> 900	< 965	850 – 1000	850 – 1000	813 – 979	855 – 916	860 – 986	< 900	< 920	< 850
Нефтенасыщенная толщина пластов, м	> 20	> 9	6 – 20	> 10	–	–	> 1 (3 – 10)	< 20	< 20	< 20
Пластовое давление, МПа	< 10,2		< 13,8	–	–	–	до 40	выше МДС*	выше МДС*	выше МДС*
Температура пласта, °С	–	–	20 – 110	–	20 – 110	48 – 90	20 – 80	29 – 165	28 – 125	28 – 163
Глубина залегания пласта, м	< 1300	< 1000	< 4500	< 1300	< 2900	< 2900	< 1000	> 1200	> 800	> 1800
Начальная нефтенасыщенность, %	> 40	> 40	> 8	> 40	> 50	> 35	> 55	> 30	> 20	> 40
Вязкость нефти, мПа*с	> 50	> 50	< 5000	> 50	0,4 – 4000 (10 – 150)	11 - 6500	1 – 8900 (1 – 150)	< 3	< 10	< 0,4
Проницаемость пласта, мкм^2	> 0,1	> 0,05	> 0,035	> 0,1	> 0,01	0,6 – 1,5	> 0,05 (0,18 – 0,2)	0,0001 – 0,5	0,0015 –0,45	0,0002 – 0,035
Пористость пласта, %	> 12	> 18	> 20	> 12	10,4 – 33	26 – 32	12 – 25	4 – 45	3 – 37	7 – 14
Состав нефти	–	–	≥ 20 масс. % битумов	> 10 масс. % битумов	–	наличие орг. кислот	–	высокое содержание C_2-C_7	высокое содержание C_5-C_{12}	высокое содержание C_1-C_7
Минерализация пластовой воды, г/л	–	–	–	–	< 270	< 200	< 300	–	–	–
Тип коллектора	Т*, К*	Т*, К*	Т*, К*	Т*, К*	Т*	Т*	Т*, К*	Т*, К*	Т*, К*	Т*, К*

МДС* минимальное давление смешиваемости – ключевые критерии

Т* терригенный

К* карбонатный

ПОДБОР ОПТИМАЛЬНЫХ УРОВНЕЙ ЗАКАЧКИ ПРИ ПОМОЩИ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ АЛГОРИТМОВ

Девяшина А.С., Алтынбаева Д.Р.
Научный руководитель - ведущий специалист Б.Р. Магизов
ПАО НК Роснефть, ООО Тюменский Нефтяной Научный Центр, г. Тюмень, Россия

Данная работа посвящена рассмотрению альтернативного метода управления заводнением, в перспективе более эффективного, чем уже используемые.

Проблема оптимизации заводнения крайне актуальна: 40% доходов федерального бюджета составляют доходы от нефти и газа, из них 81% - от нефти. Более 80% нефтяных месторождений России работают с системой поддержания пластового давления. Добыча нефти зависит от того, насколько эффективно мы управляем заводнением пласта.

Методы управления закачкой, используемые на данный момент:

1. Экспертный анализ, инструменты Excel и РН-КИН, матбаланс, просчёт экспертных вариантов на гидродинамической модели.

Плюсы:

- Быстрота расчёта и принятия решений;
- Детальность анализа поэлементно.

Минусы:

- Упрощённость техник расчёта для быстроты получаемого результата;
- Основная цель – поддержание компенсации, а не максимизация добычи нефти;
- Не учитывается нецелевая закачка;
- Необходима настройка акьюфера;
- Коэффициенты взаимовлияния условны.

2. Ёмкостно-резистивные модели (capacitance-resistive models, CRM) [1]

Плюсы методики:

- Быстрота расчёта и принятия решений;
- Достаточно точная оценка коэффициентов взаимовлияния скважин.

Минусы:

- Прогноз составляется по добыче жидкости, модель обводнения условна;
- Сложность настройки модели;
- Невозможность учёта авто-гидроразрыва пласта при прогнозе.

Данная работа ставит себе целью предложить новый способ управления заводнением и оптимизации закачки, а именно - использование многовариантных расчётов для подбора закачки с помощью оптимизационных алгоритмов при гидродинамическом моделировании.

Задача нетривиальна – применение метода происходило на примере модели реального месторождения X, со 173мя работающими скважинами, из них 51 – нагнетательная, время расчёта составляет ~17 минут на одном узле кластера. Следовательно, переменными будут выступать приёмистости 50-ти нагнетательных скважин при целевой функции максимизации добычи – будем иметь нелинейную функцию от 50-ти переменных – поиск глобального максимума у сильно нелинейной функции с многими экстремумами сложен даже для стохастических алгоритмов, кроме того, проблемой становится время расчёта – при простом переборе вариантов поиск оптимума может занять столь длительное время, что решение не будет являться актуальным, а трудозатраты целесообразными – необходим алгоритм направленного поиска, при этом допустимое время поиска глобального максимума функции с учётом использования кластера и параллельных расчётов – не более двух недель.

Для поиска наилучшего алгоритма и его настройки для задачи был проведён литературный анализ, а также эксперименты на синтетической модели по сравнению работы алгоритмов. В модель было заложено 78 скважин, из них 20 нагнетательных. По результатам экспериментов удалось убедиться, что стохастические алгоритмы способны справиться с задачей оптимизации закачки – алгоритмы сходились, причём у выбранного для дальнейших расчётов Flexi Particle Swarm Optimization [7] схождение происходило при расчёте менее 500 вариантов моделей.

Далее алгоритм Flexi Particle Swarm Optimization был применён к реальной модели месторождения X. Максимальное значение накопленной добычи по нефти составило 9.877 млн. м3 или 8.392 млн. т. при базовом значении расчёта с текущей работой скважин 9.804 млн. м3 или 8.330 млн. т. Разница по накопленной добыче нефти за двадцать лет составила 73 тыс. м3 или 62 тыс. т.

При этом алгоритм не стремился максимально увеличить закачку – при перераспределении закачки по элементам им находился оптимум, когда дальнейшее увеличение приёмистости по месторождению вело к уменьшению добычи, что было возможно благодаря ограничениям в модели и её настройке. Всего для решения задачи было рассчитано 1600 вариантов моделей, расчёты длились в течение полутора недель.

Также был предложен другой способ расчёта – переменными становились приёмистости только трети скважин, остальные работали на постоянной приёмистости. Расчёт происходил последовательно – с изменением закачки у первой трети месторождения, у второй и у третьей.

Максимальное значение накопленной добычи по нефти составило 9.874 млн. м3 или 8.390 млн. т. Базовое значение – 9.804 млн. м3 или 8.330 млн. т. Δ = 70 тыс. м3 или 60 тыс. т. Суммарно было рассчитано в районе 3000 моделей, расчёты завершились в течение дух недель.

Таким образом, оба метода показали себя достаточно эффективными – при необходимости и большом количестве скважин возможно деление месторождения на части.

При обоих вариантах расчёта выделялись два элемента, приносящих наибольшую прибыль, причём уменьшалась закачка в самом элементе и увеличивалась в соседних. Были проведены дополнительные расчёты с изменением закачки только в указанных элементах и их окружении, дополнительная добыча составила 20 и 17 тыс. т. за 20 лет.

Во всех вариантах годовая закачка возрастала незначительно, следовательно, операционные затраты практически не изменялись по отношению к базовой модели, а прибыль возросла за счёт увеличения добычи нефти.

Рекомендации по изменению темпов нагнетания были переданы в отдел управления заводнением и 60% из них были одобрены и отправлены в дочернее общество, остальные 40% ожидают второй очереди реализации. Часть предложений на основе работы алгоритма совпадала с рекомендациями экспертов, подготовленных независимо, что подтверждает применимость данного метода.

Выводы:

В данной работе были рассмотрены текущие методы планирования закачки, их преимущества и недостатки, и предложена новая методика оптимизации закачки.

Удалось показать возможность использования оптимизационных алгоритмов для оптимизации закачки и максимизации добычи; была показана эффективность этого метода.

Согласно проведённым расчётам, при использовании предложенного метода дополнительная добыча на приведённом месторождении может составить 70 тыс т. за 20 лет, что эквивалентно добыче 2х вновь пробуренных скважин.

Литература

1. Новый алгоритм нахождения оптимального решения задачи определения коэффициентов взаимовлияния скважин в рамках модели CRM [Текст] / А. Д. Бекман, С. В. Степанов, А. А. Ручкин, Д. В. Зеленин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Том 5. № 3. С. 164-185. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-3-164-185
2. Использование оптимизационных алгоритмов для выбора системы разработки месторождения [Текст] / М.М. Хасанов, В. М. Бабин, О. Ю. Мельчаева, О. С. Ушмаев, Д. Эчеверрия Чиаурри // Нефтяное хозяйство, –2013, – N 12, с. 36–39.
3. Aggarwal, C.C. Neural Networks and Deep Learning [Text] // Springer, 2018.
4. Applied Multivariate Statistical Analysis [Text] / R. A. Johnson, D. W. Wichern // 6th ed Pearson, 2007.
5. Introduction to the theory of neural computation [Text] / J. Hertz, R.G. Palmer, A.S. Krogh // Addison-Wesley, 1991.
6. History Matching and Uncertainty Quantification: Multiobjective Particle Swarm Optimisation Approach [Text] / L. Mohamed, M. Christie, V. Demyanov // Society of Petroleum Engineers 143067, Vienna, Austria, 23–26 May 2011.
7. Kathrada M. Uncertainty Evaluation of Reservoir Simulation Models using Particle Swarms and Hierarchical Clustering, Doctoral dissertation, Heriot-Watt University, 2009.
8. A simplex method for function minimization [Text] / J.A. Nelder, R. Mead // Comput. J., 7, – P. 308–313, 1965.
9. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO2 Floods [Text] / M. Sayarpour // B.S.; M.S.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ВЫБОРА СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ УЧАСТКА ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Девяшина А.С., Зинченко К.К.

Научный руководитель - ведущий специалист Б.Р. Магизов

ПАО НК Роснефть, ООО Тюменский Нефтяной Научный Центр, г. Тюмень, Россия

В данной работе предложена методика, которая на основании многовариантных расчетов поможет увеличить запускные и накопленные показатели за счёт увеличения выбор оптимальных параметров траектории бурения.

На текущий момент методика выбора оптимальных траекторий для новой кустовой площадки с горизонтальными скважинами или бокового горизонтального ствола выглядит следующим образом: группа специалистов анализирует всевозможные параметры исходя из накопленного опыта и знаний в нефтегазовой сфере, по результатам их работы формируются от двух до шести вариантов расположения скважин на данном участке, рассчитываемых в дальнейшем на гидродинамической модели и выбирается вариант с самой высокой накопленной добычей.

Ряд ограничений, влияющих на качество итогового геологического проекта:

1. Сжатые сроки – для выбора траекторий бурения в среднем отводится от двух до трех недель.

2. Низкая автоматизация процесса создания и анализа траектории – траектория создаётся специалистом вручную, что занимает с учётом времени на анализ от двух до четырёх дней. Как результат, за отведённый срок рассматривается около пяти вариантов, в то время как оптимальное количество вариантов для анализа взаимной интерференции скважин и выбора их наилучшего расположения внутри куста значительно выше.

Методика, представленная в данной работе, позволяет получить оптимальное расположение горизонтальных стволов, посредством применения, специально созданного под данную задачу Workflow и многовариантных расчетов с применением оптимизационных алгоритмов. По результатам работы алгоритма мы получим оптимизированное

расположение скважин с учётом целевых функции (для данной задачи целевой функцией является максимизация накопленной добычи по месторождению) при значительном количестве проанализированных вариантов, причём траектории будут сгенерированы автоматически в рамках заданных ограничений, тем самым будет повышена эффективность анализа и уменьшены трудозатраты на проработку каждого варианта расположения.

Workflow отвечает за создание траектории скважины. Целью Workflow является расчет горизонтов и кубов, которые ограничивают проводку скважины как по вертикали, так и по латерали. В Workflow также задаются значения переменных в указанных диапазонах. В качестве переменных выступают такие параметры скважин как азимут, изгиб траектории, отход на точку Т1, длина горизонтального ствола и глубина заложения ствола.

На основе литературного анализа был сделан вывод, что в условиях изменчивости пласта, а также взаимовлияния скважин, когда существуют несколько локальных максимумов и минимумов задаваемой функции, с задачей поиска глобального оптимума лучше всего справляются стохастические алгоритмы [6], [7], [10] – более простые не могут найти глобальный оптимум, застревая в локальном, а прямой перебор вариантов может занять неопределённо длительное время, делая затраченные усилия нецелесообразными. Для выбора наиболее подходящего стохастического алгоритма для поиска оптимального расположения скважин были проведены эксперименты на синтетической модели, и по результатам выбран алгоритм Flexi Particle Swarm Optimization [7], как наиболее стабильный, обеспечивающий самую быструю сходимость и имеющий наименьшие риски остановки в локальном максимуме. Результаты экспериментов также подтверждались и литературным анализом.

Далее были проведены пробные расчёты на секторной модели реального месторождения с целью сравнения результатов работы алгоритма и экспертного анализа. При использовании алгоритма был получен значительный прирост накопленной добычи в течение эксплуатации скважин куста согласно расчёту на гидродинамической модели, причём расчёт был завершён в течение недели.

После нескольких дополнительных тестов при помощи алгоритма были проведены расчеты для 3 геопроектов, прирост по NPV каждого проекта в среднем составил 220 млн.руб.

Данная методика продолжает свое развитие. Следующий этап заключался в выборе оптимального расположения скважин на трех кустах. Базовый вариант проекта заключался в бурении 10 скважин на 3 кустах. Сложность эксперимента заключалась в расположении скважин таким образом, чтобы избежать смыкания трещин ГРП. Проведение 3000 расчетов для 6 скважин позволили найти новые положения и получить прирост добычи еще на 400 тыс.м3, что составило 12.5 млрд.м3 (+15% к базовому варианту).

По результатам проведенной работы сделаны выводы о том, что представленная в работе методика является адаптивной к любым месторождениям, позволяет экономить время и трудовые ресурсы, при этом увеличивая количество просчитываемых вариантов, а также позволяет одновременно проводить расчеты по нескольким задачам.

Литература

1. Использование оптимизационных алгоритмов для выбора системы разработки месторождения [Текст] / М. М. Хасанов, В. М. Бабин, О. Ю. Мельчаева, О. С. Ушмаев, Д. Эчеверрия Чиаурри // Нефтяное хозяйство, – N 12, 2013, с. 36–39.
2. Харламов А.К. Совершенствование методики проектирования кустов и профилей скважин на месторождениях со сложными схемами разработки [Текст]: дис. ... д-ра технич. наук / Харламов Антон Константинович. – Тюмень, 2007.
3. Aggarwal, C.C. Neural Networks and Deep Learning [Text] // Springer, 2018.
4. Applied Multivariate Statistical Analysis [Text] / R. A. Johnson, D. W. Wichern // 6th ed Pearson, 2007.
5. Introduction to the theory of neural computation [Text] / J. Hertz, R.G. Palmer, A.S. Krogh // Addison-Wesley, 1991.
6. History Matching and Uncertainty Quantification: Multiobjective Particle Swarm Optimisation Approach [Text] / L. Mohamed, M. Christie, V. Demyanov // Society of Petroleum Engineers 143067, Vienna, Austria, 23–26 May 2011.
7. Kathrada M. Uncertainty Evaluation of Reservoir Simulation Models using Particle Swarms and Hierarchical Clustering, Doctoral dissertation, Heriot-Watt University, 2009.
8. Multidimensional scaling by optimizing goodness of fit to a nonmetric hypothesis [Text] / J. B. Kruskal // Psychometrika, P. 1–27, 1964.
9. A simplex method for function minimization [Text] / J.A. Nelder, R. Mead // Comput. J., 7, – P. 308–313, 1965.
10. Artificial Bee Colony ABC a Potential for Optimizing Well Placement [Text] / E. E. Okoro, Covenant University Ota; O. E. Agwu, University of Uyo; D. O. Covenant, University Ota; O. D. Orodu // Society of Petroleum Engineers –198729 – MS, Lagos, Nigeria, August 2019.

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА УПЛОТНЯЮЩЕЕ БУРЕНИЕ УСТЬ-ТЕГУССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Дегтярева Т.Ю.

Научный руководитель – ведущий специалист С.К. Грачева

«Тюменский нефтяной научный центр», г.Тюмень, Россия

При эксплуатации нефтяных месторождений одной из основных проблем является выработка остаточных извлекаемых запасов, находящихся в недрах. Один из путей доизвлечения запасов – уплотнение сетки скважин за счёт бурения новых, а также бурения боковых горизонтальных стволов (ЗБГС) из эксплуатационного фонда скважин [3].

Цель работы - оценка эффективности уплотняющего бурения (УБ) и минимизация влияния интерференции при планировании новых скважин-кандидатов для бурения.

Рассмотрим опыт уплотняющего бурения горизонтальными скважинами (ГС) на нефтяные залежи пластов $Ю_2$ и $Ю_4$ Усть-Тегусского месторождения. Усть-Тегусское месторождение разрабатывается с 2009г. [1], ввод

уплотняющих скважин начался в 2019 году. В период 2019-2020гг. пробурено 25 скважин в разрабатываемых зонах, из которых 8 скважин – мобильное бурение и 17 скважин ЗБГС. Преимущественно скважины ЗБГС – это вторые стволы из добывающего фонда, но имеются также скважины, пробуренные из бездействующего или нагнетательного фонда скважин (в основном краевые, неэффективные). Средний запускной дебит нефти в 2019 году составил – 32 т/сут, а в 2020 году – 39 т/сут Увеличение запускного дебита нефти в 2020 году частично обусловлено бурением ГС с большей длиной горизонтального ствола.

Произведена аналитическая оценка фактической и прогнозной дополнительной добычи нефти от бурения скважин и ЗБГС в разрабатываемых зонах, также оценено влияние на базовую добычу. В 2019 году интерференция скважин минимальна, ввиду бурения в зоны с меньшей плотностью сетки скважин (ПСС). Влияние интерференции за 5 лет составит 18% от базовой добычи нефти (Рис.1).

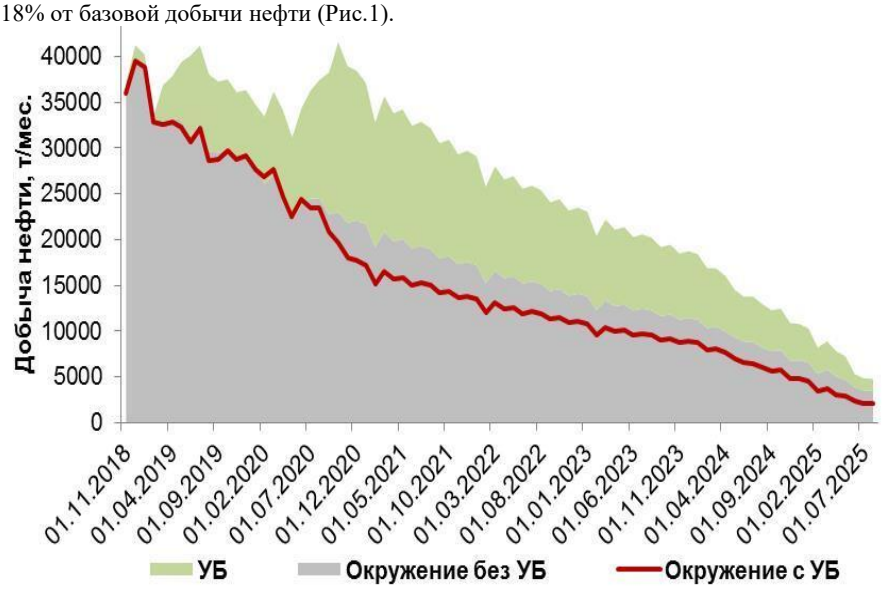


Рис.1 Влияние интерференции УБ на базовую добычу нефти Усть-Тегусского месторождения

Основным критерием при оценке эффективности УБ является дополнительная добыча нефти на пробуренную уплотняющую скважину. Но поскольку скважины УБ на Усть-Тегусском месторождении работают не продолжительное время, автором проанализированы запускные параметры и темпы падения добычи жидкости и нефти новых скважин по геологическим и геолого-технологическим параметрам, такие как: пористость, проницаемость, проводимость, абсолютная отметка (АО) кровли коллектора, величина остаточных извлекаемых запасов, значение пластового давления (Рпл), плотность сетки скважин, расстояние до ближайшей добывающей и нагнетательной скважины, текущая нефтенасыщенность пласта, текущая обводненность окружения [2]. Дополнительно рассмотрены факторы: количество стадий ГРП, масса проппанта и полудлина трещины.

Для анализа построены корреляционно-статистические зависимости запускных параметров от каждого из рассматриваемых параметров (Рис.2.). Указанные на графиках линии тренда определены по характеру расположения основной группы данных.

В итоге анализа установлено, что на эффективность уплотняющего бурения влияют следующие факторы и рекомендованы наименьшие значения по ним:

- концентрация остаточных извлекаемых запасов (более 0,1 т/м^2);
- пластовое давление (более 170 атм);
- эффективность проходки по коллектору (от 150 м);
- значение АО кровли коллектора (выше -2370 м);
- проницаемость пласта (от 25 мД);
- расстояние до нагнетательной скважины (от 400 м);
- количество реагирующих добывающих скважин и их текущие показатели;
- полудлина трещины (от 80 м).

В результате выполненного анализа автором закартированы зоны по наиболее влияющим факторам и определены участки для дальнейшего планирования УБ. С целью оценки эффективности бурения в выделенные участки произведен ретроспективный анализ вариантов разработки одной из уплотняющей скважины 2Г на гидродинамической модели Усть-Тегусского месторождения (текущий вариант – фактическое местоположение 2Г, оптимизированный вариант - бурение 2Г в более перспективную зону) (рис.3, таблица 1).

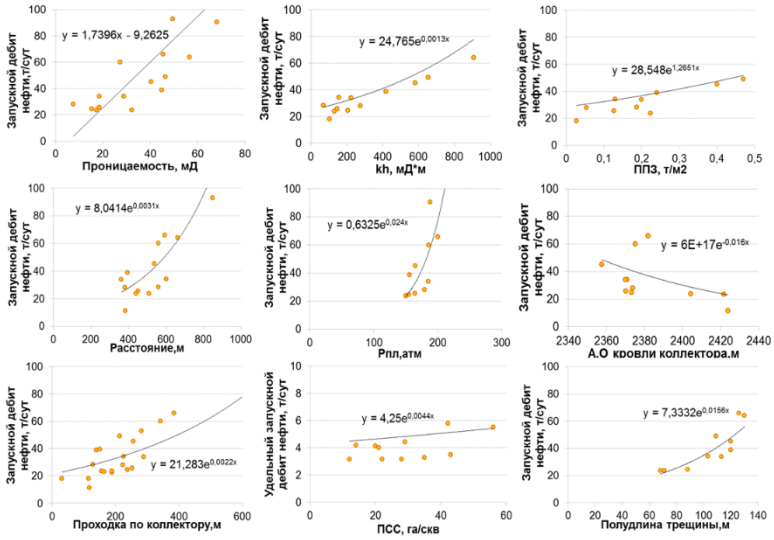


Рис.2 Корреляционно-статистические зависимости эффективности УБ от различных параметров

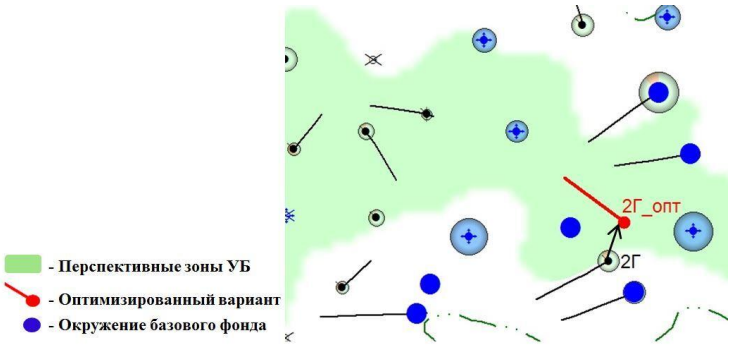


Рис.3 Оптимизация положения скважины 2Г

Таблица 1.

Оценка добычи нефти по вариантам

Вариант	Показатели	2021	2022	2023	2024	2025	Итого за 5 лет
Базовый (без УБ)	Добыча нефти, тыс.т	75	64	56	50	44	289
	Добыча жидкости, тыс.м3	472	471	469	470	467	2349
Текущий вариант 2Г	Добыча нефти, тыс.т	84	71	62	55	49	322
	Добыча жидкости, тыс.м3	554	552	551	551	548	2757
Оптимизированный вариант 2Г_опт	Добыча нефти, тыс.т	86	74	65	59	52	337
	Добыча жидкости, тыс.м3	607	602	596	595	592	2992

Полученные расчеты подтверждают, что уплотняющее бурение текущего и оптимизированного варианта эффективно, но по оптимизированному варианту добыча нефти на 15 тыс.т. больше относительно текущего варианта разработки.

Таким образом, установлено, что бурение и эксплуатация уплотняющих скважин позволили интенсифицировать выработку остаточных извлекаемых запасов пластов $Ю_2$ и $Ю_4$ за счет сгущения сетки. Отрицательным последствием ввода новых скважин на Усть-Тегусском месторождении является возрастание темпов падения добычи по основному фонду.

Применение предлагаемого комплексного подхода выбора участков для уплотняющего бурения в целом повысит эффективность выработки остаточных извлекаемых запасов нефти на Усть-Тегусском месторождении.

Литература

1. Дополнение к технологической схеме разработки Усть-Тегусского нефтяного месторождения Тюменской области ООО «РН-Уватнефтегаз», ООО «Тюменский нефтяной научный центр» – Тюмень. – 2018.С.34.
2. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы / В.Д. Лысенко – М.: Недра, 2009. –С.552.
3. Опытно-промышленные испытания бурения и эксплуатации скважины с боковым стволом на Южно-Охтеурском месторождении / Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов, В.Г. Мухаметшин, А.М. Максютов // Успехи современного естествознания – 2016 – № 8 – С.150–155.

ВЛИЯНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО ВЫРАЖЕНИЯ НЕВЯЗКИ ЦЕЛЕВОЙ ФУНКЦИИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ АВТОАДАПТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Еремян Г.А.

Научный руководитель - доцент В.С.Рукавишников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Моделирование используется в сфере разработки нефтяных и газовых месторождений для повышения эффективности выработки запасов углеводородов. До применения модели для прогноза производят ее адаптацию на данные истории, чтобы модель воспроизводила исторически измеренные параметры работы скважин. Неотъемлемой частью автоматизированной адаптации модели являются оптимизационный алгоритм и целевая функция (ЦФ), выражающая отклонение расчетных показателей от фактических и позволяющая оптимизатору находить решения обратной задачи.

Целью данной работы является исследование влияния математического выражения невязки ЦФ на эффективность адаптации модели. Под эффективностью подразумевается одновременная минимизация расхождений расчета от истории и требуемых для этого вычислительных затрат. Методами исследования являются сравнительный анализ и численное моделирование на синтетической цифровой модели нефтяного месторождения.

Основными математическими выражениями для расчета значения ЦФ являются:

1. Среднее линейное отклонение (СЛО);
2. Отклонение по методу наименьших квадратов (МНК);
3. Среднеквадратическое отклонение (СКО).

Выражение СЛО используется в методе наименьших модулей, представляет собой среднее арифметическое модулей всех отклонений расчетного значения от исторического (формула 1).

$$\text{СЛО} = \sum_{n} \frac{|S_i - O_i|}{n}, \quad (1)$$

где n – число шагов расчета, i – шага расчета, S – расчет, O – история.

СЛО измеряется в тех же величинах, что и сами данные, поэтому интуитивно понятно и интерпретируемо. Абсолютные отклонение являются надежными в том смысле, что они устойчивы к выбросам. Каждому отклонению придается одинаковое значение, прямо пропорциональное абсолютным отклонениям, в отличие от суммы квадратов отклонений. В публикациях по автоадаптации моделей месторождений углеводородов выражение ЦФ в виде СЛО используется редко, обычно при сравнении разных вариантов ЦФ.

Формула МНК является средним арифметическим квадратов отклонений (формула 2).

$$\text{МНК} = \sum_{n} \frac{(S_i - O_i)^2}{n}, \quad (2)$$

где n – число шагов расчета, i – шага расчета, S – расчет, O – история.

Для несмещенной оценки формула МНК равна ее дисперсии. Как и дисперсия, отклонение в виде МНК измеряется в квадратах единиц оцениваемых величин. Данное выражение часто используется в качестве функции потерь в статистике больше благодаря удобству, чем какому-то явному математическому преимуществу [10]. В работе [7], где сравниваются разные формулировки целевой функции, в ходе численных экспериментов МНК показал более быструю минимизацию, чем СЛО. Недостатком выражения отклонения в виде МНК является сильное взвешивание выбросов вследствие возведения отклонений в квадрат [6].

Выражение СКО представляет собой квадратный корень из среднего арифметического квадрата отклонений (формула 3).

$$\text{СКО} = \sqrt{\sum_{n} \frac{(S_i - O_i)^2}{n}}, \quad (3)$$

где n – число шагов расчета, i – шага расчета, S – расчет, O – история.

Для несмещенной оценки СКО является квадратным корнем из дисперсии. СКО измеряется в единицах измерения самой величины, для которой рассчитывается. За счет извлечения квадратного корня из квадратов отклонений чрезмерное взвешивание выбросов нивелируется.

Большинство коммерческих программ для моделирования с возможностью автоадаптации имеют в своем арсенале перечисленные способы математического выражения отклонений в ЦФ. Подавляющее большинство работ по автоадаптации успешно используют СКО либо МНК [5, 8, 9, 11]. По причине большей устойчивости к выбросам в сравнении с МНК предпочтение в настоящем исследовании отдается выражению ЦФ в виде СКО.

В используемом программном комплексе имеется варианты задания невязок в виде СЛО и СКО. Для того, чтобы убедиться, что отброшенный вариант СЛО не представляет преимущества в процессе автоадаптации, был проведен ряд вычислительных экспериментов (Рисунок).

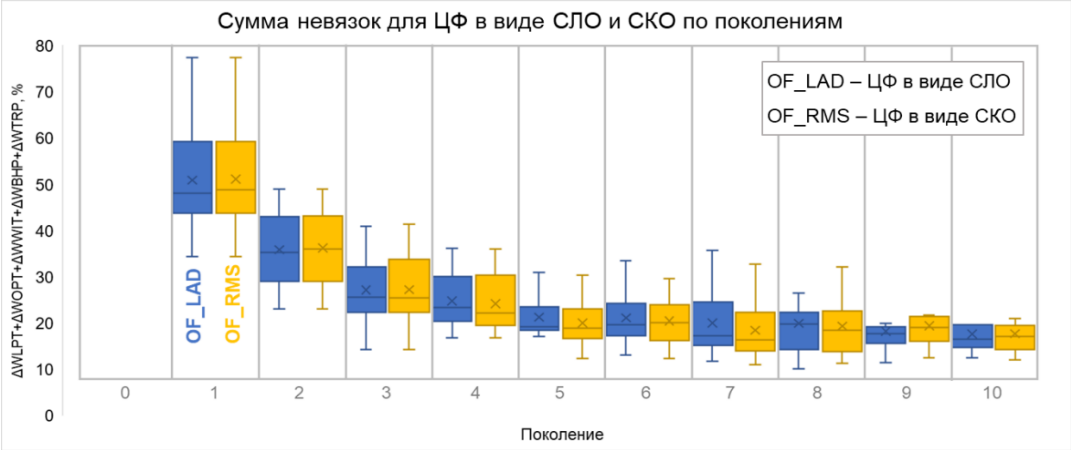


Рис. Результаты оптимизации с целевой функцией в виде среднего линейного и среднеквадратического отклонений

Для каждого из двух вариантов было рассчитано 10 циклов оптимизации для того, чтобы нивелировать фактор случайности. По вертикальной оси суммированы все основные отклонения по критериям качества адаптации. Как видно из рисунка 1, начиная с поколения 4 до 7 СКО дает среднюю невязку на 1-2% меньше. Лучшие модели в поколениях с 4 по 7 дают невязку на 1-5% меньше.

Таким образом, для автоадаптации геолого-гидродинамических моделей рекомендуется использовать математическое выражение невязок ЦФ в виде СКО. Представленные результаты являются частью исследования по разработке методики выбора оптимальной целевой функции для автоадаптации, различные аспекты которой опубликованы в статьях [1-4].

Работа выполнена при поддержке ООО «Газпромнефть-НТЦ».

Литература

1. Еремян Г.А. Влияние способов взвешивания целевой функции на эффективность автоадаптации численной модели месторождения углеводородов // Нефтепромысловое дело. – 2021. – №1. – С. 33 – 40.
2. Еремян Г.А. Методика выбора оптимальной целевой функции для автоадаптации геолого-гидродинамической модели // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – №1. – С. 30 – 38.
3. Еремян Г.А., Рукавишников В.С. Влияние способов нормировки целевой функции на результаты автоадаптации численной модели месторождения углеводородов // Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – № 6. – С. 81 – 86.
4. Еремян Г.А., Рукавишников В.С. Критерии качества автоматизированной адаптации геолого-гидродинамической модели месторождения углеводородов // Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – № 6. – С. 76 – 79.
5. Шишаев Г.Ю., Матвеев И.В., Еремян Г.А., Демьянов В.В., Кайгородов С.В. Геологически обоснованная автоматизированная адаптация гидродинамических моделей на примере реального месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №6. – С.58 – 61.
6. Begashaw G.B., Yohannes Y.B. Review of Outlier Detection and Identifying Using Robust Regression Model // International Journal of Systems Science and Applied Mathematics. – 2020. Vol. 5. – No. 1. pp. 4 – 11.
7. Bertolini A.C., Schiozer J.D. Influence of the objective function in the history matching process // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. Volume 78. Issue 1. p. 32–41.
8. Eremyan G., Matveev I., Shishaev G., Rukavishnikov V., Demyanov V. How does the definition of the objective function influence the outcome of history matching? // Conference Proceedings, ECMOR XVII, Sep 2020, Volume 2020, p.1 – 14.
9. Hutahaean J.J., Demyanov V.V., Christie M.A. On Optimal Selection of Objective Grouping for Multiobjective History Matching // SPE-185957-PA. – 2017.
10. Lehmann E.L., Casella G. Theory of Point Estimation (2nd ed.) / New York: Springer. 1998. 590p.
11. Matveev I., Shishaev G., Eremyan G., Konoshonkin D., Demyanov V., Kaygorodov S. Geology realism control in automated history matching // Conference Proceedings, ECMOR XVII, Sep 2020, Volume 2020, p.1 – 9.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СПОСОБОВ НОРМИРОВКИ ЦЕЛЕВОЙ ФУНКЦИИ НА РЕЗУЛЬТАТ АВТОАДАПТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Еремян Г.А.
Научный руководитель - доцент В.С. Рукавишников
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе изучается один из аспектов задания целевой функции (ЦФ) для автоадаптации геолого-гидродинамических моделей, а именно способ нормировки невязок. Для проведения адаптации необходимо задание ЦФ, которая описывает невязку расчета с историей и служит ориентиром для алгоритма оптимизация в поиске решений. Проблематика выбора ЦФ для автоадаптации изучалась рядом исследователей [6-9]. Целью данной работы является изучение влияния способа нормировки на результаты адаптации на примере синтетической модели залежи SRM-6. Результаты данного исследования помогли понять, какой способ нормировки ЦФ более эффективен при адаптации и почему.

ЦФ в форме среднеквадратического отклонения выглядит следующим образом:

$$GOF = \sum_{i=1}\sum_{q=1} w_i w_q \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{n} w_k \left(\frac{S_{q,i,k} - O_{q,i,k}}{\boldsymbol{norm}}\right)^2}{\sum_{t=1}^{n} w_k}}, \quad (1)$$

где GOF – глобальная ЦФ, S – расчетное значение и O – историческое значение для компонента q идентификатора (объекта) i на временном шаге k, w – весовые коэффициенты, n – число шагов, $norm$ – способ нормировки, выраженный историческим значением (O) либо погрешностью измерения величины (σ).

Алгоритм расчета ЦФ включает в себя нормировку невязок. Основными способами нормировки являются нормировка на погрешность измерения или на историческое значение. На рисунке 1 представлены графики аналитического расчета невязок с разными способами нормировки. В верхней части рисунка динамика показателей разработки месторождения, сплошными линиями показаны расчетные значения, точками исторические. Красными кругами обведены невязки по дебиту нефти и дебиту воды в начале и конце разработки.

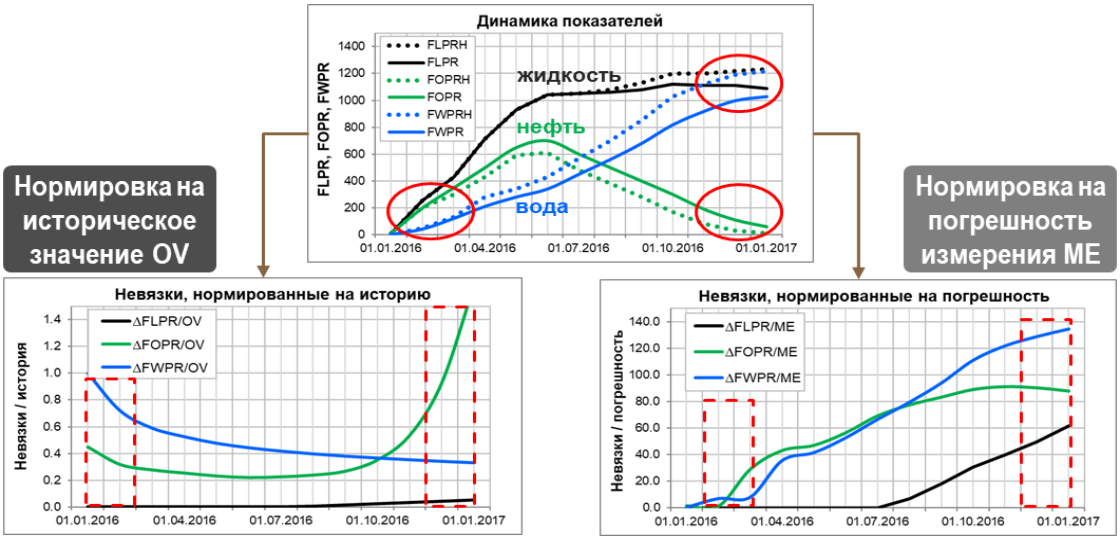


Рис. 1 Способы нормировки целевой функции

Погрешности измерений характеризуют расхождение в абсолютных величинах. Для разных типов данных погрешности разные, зависят от типов приборов и принципа измерения. Важным преимуществом является возможность задавать уровень погрешности для компонент ЦФ.

Нормировка на историческое значение вносит вклад в ЦФ пропорционально относительному расхождению расчета от измерения. Простота в том, что не требуется задавать погрешности измерений. Удобство в том, что разнородные компоненты ЦФ одинаково описываются одним видом расхождения. Однако, при нормировке на малые значения вклад нормированной невязки в ЦФ может быть необоснованно большим. Данный эффект выделен красными прямоугольниками на рисунке 1.

Для проверки аналитических умозаключений проведены вычислительные эксперименты на построенной синтетической модели SRM-6. В скважине P2 имитируется закалонный переток, выраженный в резком снижении дебита нефти на 3 месяца, который потом восстанавливается после ремонтных работ. Сравнение результатов адаптации с нормировкой на исторические значения и нормировкой на погрешности измерений (по умолчанию 1) показаны на рисунке 2. Из одного и того же набора моделей первого приближения (исходная популяция) получены совершенно разные результаты адаптации. В связи с вышеперечисленным рекомендуется использовать нормировку на погрешности измерения. Кроме того, данное выражение ЦФ успешно использовано в ряде публикаций [5, 10, 11].

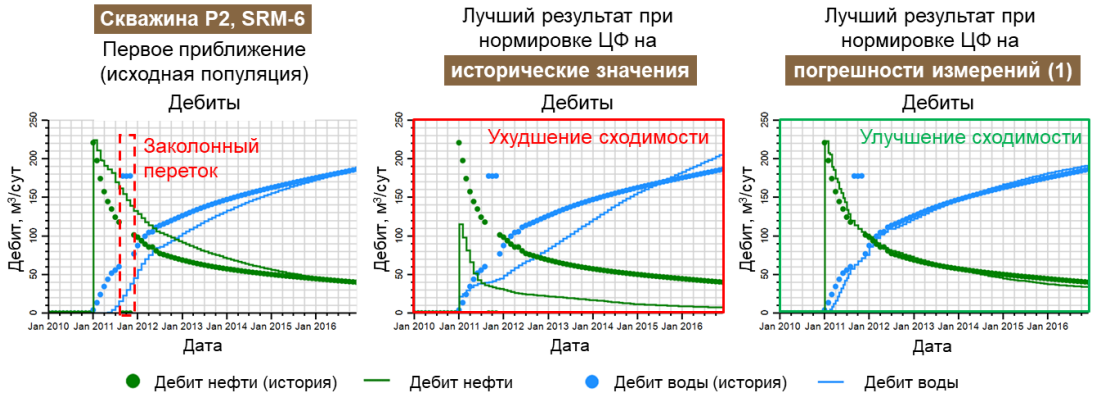


Рис. 2 Результаты адаптации скважины P2 при разных нормировках целевой функции

Как показали результаты численных экспериментов, при нормировке ЦФ на исторические значения адаптация модели может стать невозможной. Происходит это при делении расчетного значения на существенно меньшее историческое значение.

Таким образом, рекомендуется задавать погрешности измерения для компонент ЦФ на основе физического и инженерного понимания, что позволит автоадаптации быть обоснованной не только с математической точки зрения. Представленные результаты являются частью исследования по разработке методики выбора оптимальной целевой функции для автоадаптации, различные аспекты которой опубликованы в статьях [1-4].

Работа выполнена при поддержке ООО «Газпромнефть-НТЦ».

Литература

1. Еремян Г.А. Влияние способов взвешивания целевой функции на эффективность автоадаптации численной модели месторождения углеводородов // Нефтепромысловое дело. – 2021. – №1. – С. 33 – 40.
2. Еремян Г.А. Методика выбора оптимальной целевой функции для автоадаптации геолого-гидродинамической модели // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – №1. С. 30-38.
3. Еремян Г.А., Рукавишников В.С. Выбор математического выражения и компонентного состава целевой функции для автоматизированной адаптации геолого-гидродинамических моделей // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2021. – №1. – С. 55–61.
4. Еремян Г.А., Рукавишников В.С. Критерии качества автоматизированной адаптации геолого-гидродинамической модели месторождения углеводородов // Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – № 6. – С. 76 – 79.
5. Шишаев Г.Ю., Матвеев И.В., Еремян Г.А., Демьянов В.В., Кайгородов С.В. Геологически обоснованная автоматизированная адаптация гидродинамических моделей на примере реального месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №6. – С.58 – 61.
6. Bertolini A.C., Schiozer J.D. Influence of the objective function in the history matching process // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. V. 78. Issue 1. P.32 – 41.
7. Rwechungura R.W. [et al.] Advanced History Matching Techniques Reviewed // SPE-142497-MS. 2011.
8. Booth R. [et al.] Design of Objective Function for Interference Well Testing // OTC-24513-MS. 2013.
9. Shahkarami A. [et al.] Artificial Intelligence (AI) Assisted History Matching // SPE-169507-MS. 2014.
10. Eremyan G., Matveev I., Shishaev G., Rukavishnikov V., Demyanov V. How does the definition of the objective function influence the outcome of history matching? // Conference Proceedings, ECMOR XVII, Sep 2020, Volume 2020, p.1 – 14.
11. Matveev I., Shishaev G., Eremyan G., Konoshonkin D., Demyanov V., Kaygorodov S. Geology realism control in automated history matching // Conference Proceedings, ECMOR XVII, Sep 2020, Volume 2020, p.1 – 9.

ПОИСК ОПТИМАЛЬНОГО ОБЪЕМА ОПЗ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН КАК МЕТОДА БОРЬБЫ ПРОТИВ ГАЛИТООТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ ТЕРРИГЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Ермеков Р.И., Поляков С.В., Непомнящих В.М.
Научный руководитель - профессор О.С. Чернова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
ООО Иркутская нефтяная компания, г. Иркутск, Россия

В настоящий момент времени нефтегазовый комплекс России продолжает своё успешное развитие. Во многом высокий уровень добычи углеводородов за последние годы связан с вводом в промышленную эксплуатацию месторождений нефти и газа Восточной Сибири. Считается, что в будущем данная тенденция будет возрастать по результатам успешности геологоразведочных работ на севере Сибирской платформы и постепенного истощения запасов месторождений Западной Сибири [1, 5]. С геологической точки зрения, залежи нефти и газа рассматриваемого региона имеют ощутимые отличия по сравнению с месторождениями других нефтегазоносных провинций России. В большинстве это связано с геологической историей развития региона [3]. Особенно можно выделить, что в геологическом строении принимают участие породы архей-протерозоя, палеозоя и кайнозоя (с отсутствием

Мезозойской эры), ярко выраженная засолонённость отложений продуктивных интервалов и их низкая температура (до 40^0C).

В данной статье рассматривается одно из терригенных нефтегазоконденсатных месторождений Иркутской области. По своему географическому положению оно находится в северной части Усть-Кутского района и южной части Катанского районов области. Открыто в 1969 г., а полномасштабное освоение начато в начале 2000-х годов. Продуктивные отложения месторождения представлены ярактинским горизонтом непской свиты нижнего венда, залегающих с угловым стратиграфическим несогласием на породах фундамента. В разрезе и по площади ярактинский горизонт характеризуется большой гетерогенностью. Как следствие, залежь месторождения принято делить на три песчаные пачки, разделенных не повсеместно аргиллитовыми перемычками, и состоящих из разнозернистых полимиктовых песчаников с прослоями и линзами брекчий, конгломератов, алевролитов и аргиллитов. В площадном плане неоднородность отложений выражается как в высокой литофациальной изменчивости, так и во вторичном постседиментационном засолонении. Из отчётов с описанием шлифов следует, что процесс галитизации происходил на завещающем этапе катагенетических преобразований после процессов доломитизации, карбонатизации и ангидритизации. При этом преимущественное развитие галита проходило в карбонатизированных и сульфитизированных частях разреза, что связывают с постепенным увеличением минерализации пластовых вод [4].

Основным способом поддержания пластового давления (ППД) на месторождении является закачка воды. Известно, что для закачки используется вода из нескольких источников: вода из водозаборных скважин и подтоварная вода. Каждая из них характеризуется значительно отличающимся химических составом. Вода из водозаборных скважин имеет высокое содержание сульфат анионов, а подтоварная вода после подготовки характеризуется низким содержанием солей. В то же время пластовая вода имеет высокое содержание хлоридов, натрия, кальция, стронция и низкое содержание сульфатов. Из результатов анализа керновых исследований и гидродинамического моделирования следует, что при смешении данных типов воды друг с другом происходит процесс выпадения солей (наиболее часто солей галита (NaCl) и гипса ($CaSO_4*H_2O$)) из-за несовместимости их растворов [2].

Однако, в результате исследований на цифровом и фактических образцах керна было установлено, что на данном этапе разработки процесс солеотложения в межскважинном пространстве на месторождении не происходит. Также, косвенным фактором, указывающим на это, является то, что приемистость существующих скважин ППД при небольшом отставании по количеству нагнетательных скважин, позволяет иметь компенсацию отборов на уровне выше 100%, т.е. разработка площадным заводнением происходит без препятствий. С другой стороны, важным результатом исследований стало установление зависимости процесса выпадения солей от термобарических условий, распределения фильтрационно-емкостных свойств (проницаемости) и процентного соотношения компонентного состава смешиваемых вод в пласте [6]. Таким образом, преобладающим местом выпадения солей является призабойная зона (ПЗП) добывающих скважин из-за резкого перепада давлений, обладающих высокопроницаемыми каналами и обводненностью продукции.

Анализ фонда добывающих скважин месторождения показал, что часть из них характеризуется проблемами отложения галита в ПЗП. Ввиду введенных ограничений по добыче нефти в РФ в рамках выполнения обязательств по соглашениям ОПЕК+ в 2020 году, было принято решение о проведении оптимизации текущего подхода по обработке призабойной зоны (ОПЗ) скважин с целью повышения удельной прибыли со скважин на основе ранее полученной информации по характеру солеотложения.

В качестве объекта эксперимента была выбрана вертикальная скважина с ГРП с относительно недавним процессом начала обводнения продукции и началом осложнения эксплуатации из-за снижения коэффициента продуктивности (Кпрод) ввиду отложений солей галита. Природа выпадаемых солей устанавливалась на основе отбора проб продукции скважины и их анализа на плотность и шестикомпонентный состав (6К). Как факт, обводненность продукции скважины обусловлена прорывом воды плотностью 1,265 г/см3 с повышенным содержанием анионов хлора Cl^-, что указывало на то, что это пластовая вода (рис.1).

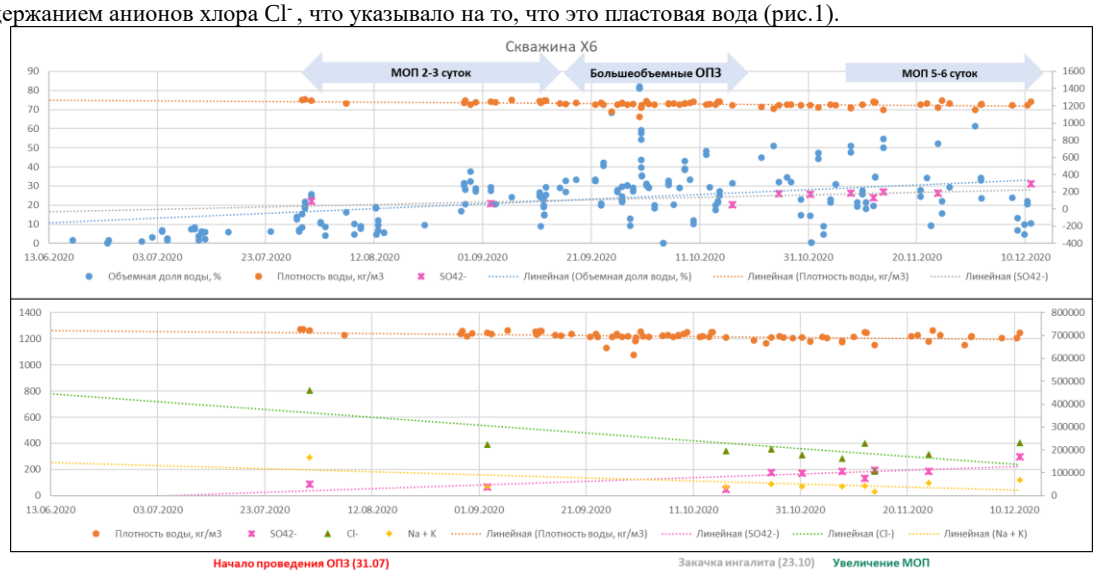


Рис.1 Результаты анализов проб воды продукции скважины Х6

На первоначальном этапе, на скважине применялся общепринятый подход по планированию и выполнению ОПЗ. Однако вскоре стало очевидным, что он является неэффективным, так как длительность межобработочного периода (МОП) составляла в среднем 3,9 суток, что в условиях экономии средств было избыточным. Для увеличения эффективности ОПЗ была реализована методика по ступенчатому увеличению объемов ОПЗ с целью выявления эффекта на продолжительность МОП. Суть методики заключается в поэтапном увеличении объемов ОПЗ. При этом оценивается изменение продолжительности эффекта от ОПЗ в зависимости от объема обработки. На основе полученных данных производится подбор оптимального объема обработки достаточного для 100% охвата засолоняемого объема ПЗП. Результатом реализации данной методики стало на первом этапе увеличение МОП до 5-6 суток, а вскоре, на фоне активной закачки скважин ППД по окружению и роста пластового давления, к увеличению дебита нефти скважины и прекращению проведения ОПЗ. В общей оценке, по сравнению с обычным подходом, на сокращении количества операций ОПЗ было сэкономлено около 77,14 млн. рублей, а с учётом сохраненной добычи нефти от дополнительных простоев до 104,29 млн. рублей (рис. 2).

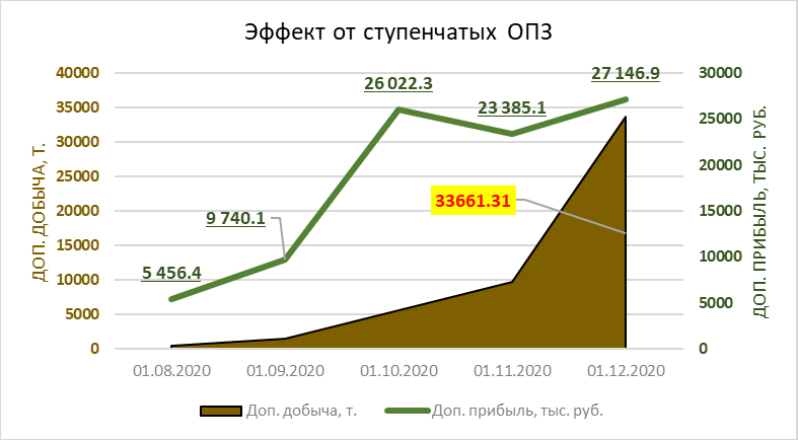


Рис.2 Результаты анализов проб воды продукции скважины Х6

Литература

1. Адрианов В.А. Нефть и газ Восточной Сибири // Нефтегазовая Вертикаль. – 2017. - № 3-4. – С. 44 – 45
2. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Проблема солеотложения – общие принципы и особенности конкретных решений // Научный журнал КубГАУ. – 2013. № 87. – С. 1 – 16.
3. Вдовыкин Г.П. Геология Восточной Сибири (Траппы и нефтеносность). – Москва: Компания Спутник+, 2003. – 62 с.
4. Геология и полезные ископаемые Восточной Сибири: сборник научных трудов / Науч. ред. и сост. Сизых А.И. Иркутск. 2010. 184 с.
5. Перспективные месторождения нефти Восточной Сибири // Эксперт Online. 2006. URL: https://expert.ru/siberia/2006/32/sibir_perspektivnie_mestorozhdeniya_nefti/ (дата обращения: 14.02.2020).
6. Проблемы выпадения солей в поровом пространстве пород в пластовых условиях на примере месторождений Восточной Сибири / Зимин С.В., Сабанчин И.В., Краснов И.А., Буторин О.О., Стукан М.Р., Иванов Е.Н., Ребрикова А.Т., Денисенко А.С., Пискарев В.И., Лаптев В.Д. // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №8. – С. 44 – 49.

ФОРМИРОВАНИЕ ПРОГРАММЫ БУРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ, ОСЛОЖНЕННОГО ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СДВИГАМИ

Зинченко К.К., Кузив К.Б.
Научный руководитель – спеиалист А.С. Щетинин
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн является одним из крупнейших нефтегазоносных бассейнов в мире. На его территории находятся уникальные по запасам месторождения углеводородов. Многие месторождения данного региона осложнены горизонтальными сдвигами. О рисках и перспективах бурения вблизи тектонических нарушений подробно будет описано в представленной работе на примере юрских отложений.

Рассматриваемая площадь территориально принадлежит Пуровскому и Красноселькупскому районам Ямало-Ненецкого автономного округа. Согласно тектонической схеме мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской мегасинеклизы (Бочкарёв В.С., Боярских Г.К., 1990 г.) площадь работ приурочена к южному склону Харампурского малого вала.

Дезъюктивная тектоника участка и ее направленность объясняется приуроченностью к осевой части Колтогорско-Уренгойского грабенрифта. Сдвиг в фундаменте привел к образованию в осадочном чехле серий кулисообразных разломов. Развитие кулисообразных разломов, согласно монографии [Yaroszewski, 1974] можно разделить на 4 стадии (Рис.1). Первая стадия представлена пликативным этапом и характеризуется образованием антиклинальных и синклинальных складок волочения (Рис.1а), амплитуда которых с увеличением сдвигового смещения будет возрастать.

На второй стадии, по мере развития сдвига, сила растяжения превышает прочность пород, что приводит к образованию вертикально ориентированных кулисообразных систем трещин отрыва и первой системы трещин скалывания (Рис.2b). Оси трещин отрыва располагаются перпендикулярно к осям складок волочения.Третья стадия характеризуется ростом угла осей трещин скалывания, а трещины отрыва раскрываются все больше за счет дальнейшего увеличения сдвига (Рис. 2c).

В это же время появляется вторая система трещин скалывания, параллельная основной оси сдвигового нарушения фундамента. Последующий рост сдвига приводит к появлению единого магистрального разрыва, которых отражает завершающую стадию процесса полного сдвига осадочных пород чехла (Рис. 2d).

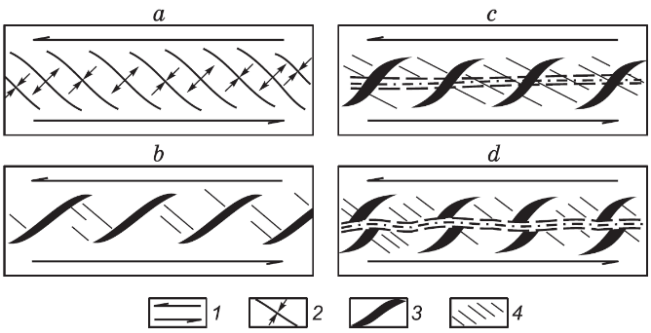


Рис. 1 Стадии развития кулисообразных разломов

На описываемом участке выделено восемь серий тектонических нарушений (Рис.2), которые согласно представленной выше схеме развития находятся на втором этапе, наблюдаются системы трещин отрыва, но второй системы трещин скалывания не выявлено.

Для оценки влияния систем трещин на разработку был проведен анализ скважин, находящихся в зоне между кулис и до 500 м около разломов. Были проанализированы: карты углов наклона, отражающих горизонтов, положение скважин по структурному фактору, степень изменения ВНК вблизи кулис, динамика работы скважин в зоне разломов.

По карте углов наклона, структурной карте и картам ОГ выделены пониженный и повышенный блоки разломов разница по структуре между которыми составляет до 60 м, также определены две ступени провала в пониженном блоке (Рис.2).

Скважины, пробуренные в первую ступень провала характеризуются полностью водонасыщенным разрезом, скважины, попадающие во вторую ступень имеют нефтенасыщенные толщины в кровельной части пласта порядка 2 м. Так же в пониженных блоках разлома выявлено повышение уровня ВНК относительно месторождения, данное явление можно объяснить разуплотненностью и трещиноватостью пород вблизи разломов.

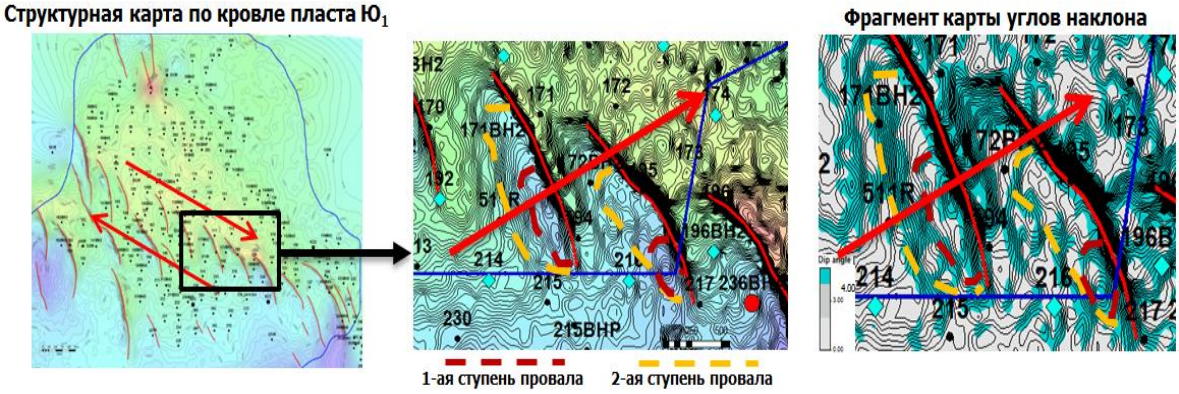


Рис.2 Схема выделения зон риска бурения

По результатам анализа скважины, попадающие в пониженный блок разлома, были разделены на три группы: перебурены по причине водонасыщенности разреза, обводнились в первые полгода работы, работали с дебитом нефти меньше 5 т/сут. и обводненностью от 90% и выше. Благодаря разделению на группы, анализу ГИС и динамике работы удалось определить границу зоны влияния разломов и оконтурить их.

Скважины, находящиеся в повышенном блоке разлома, имели полностью нефтенасыщенные разрез, отличались высокой продуктивностью, дебиты нефти не менее 15 т/сут. и низкой обводненностью.

Проделанная работа позволила выявить основные риски, связанные с наличием на месторождениях кулисообразных разломов, а именно провал по структуре и непотверждение насыщения. Также были обозначены перспективные зоны в повышенном блоке разломов и скорректированы проектные цели бурения.

Литература

1. Гогоненков Г.Н. Сдвиговые деформации в чехле Западно-Сибирской плиты и их роль при разведке и разработке месторождений нефти и газа // Геология и геофизика – 2010. – Т.51. – С. 384 – 400.

2. Гогоненков Г. Н., Лаврик А.С., Эльманович С.С. Зарождающиеся горизонтальные сдвиги в тектонике северной части Западной Сибири // Геофизика, спецвыпуск Технологии сейсморазведки-1 – 2002. – С. 54 – 62.
3. Сурков В. В., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, – 1981, 143 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ НА ДЕЭМУЛЬСАЦИЮ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

Зырянов М.С., Полянский В.А., Чеканцева Л.В., Шишмина Л.В.
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обводнение продуктивных пластов нефтяных месторождений вызывает серьезные осложнения при добыче, сборе и подготовке нефти, связанные с образованием водонефтяных эмульсий в продукции скважин. Поэтому одной из главных задач подготовки нефти до товарных кондиций является разрушение водонефтяных эмульсий.

Целью работы является исследование действия центробежных сил на процесс разделения водонефтяной эмульсии. В качестве объекта исследования выбрана нефть Арчинского месторождения. Нефть относится к классу малосернистых и к типу средних – по плотности. Обводненность нефти, определенная по методу Дина-Старка, составила 36,8%. Эксплуатирующая компания для разделения эмульсии использует деэмульгатор и термическое воздействие.

В предыдущей работе [1] исследовано воздействие магнитной обработки (МО) на разрушение водонефтяной эмульсии.

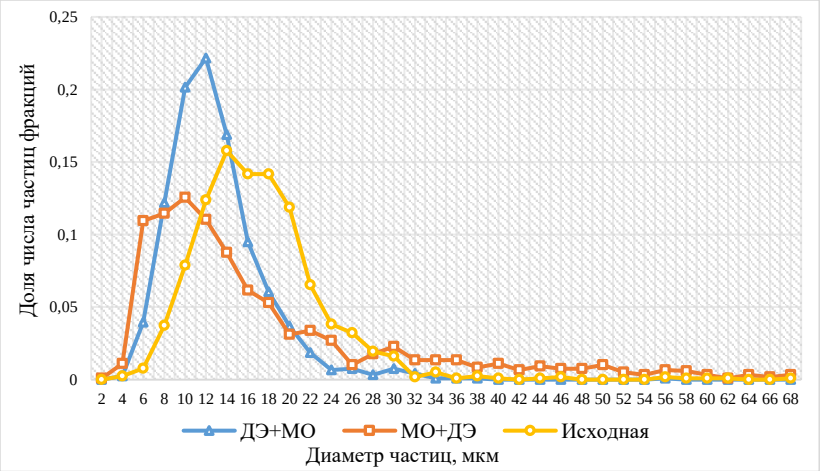


Рис. 1 Плотность распределения частиц дисперсной фазы эмульсии по размерам под действием магнитного поля и деэмульгатора

Установлено, что оптимальной последовательностью этапов обработки эмульсии является первичное воздействие на нее магнитным полем, а затем – обработка деэмульгатором и температурное воздействие (Рис. 1).

Дальнейшие эксперименты показали, что свойства эмульсии со временем изменились, устойчивость повысилась. Известно [2], что подобные устойчивые эмульсии могут накапливаться в резервуарах на установках подготовки нефти, могут образовываться при добавлении некоторых химических реагентов в процессе добычи нефти. Как показали исследования, для их разрушения целесообразно использовать центрифугирование и комплексное воздействие сверхвысокочастотного электромагнитного излучения в поле центробежных сил [2, 3]. Поэтому было принято решение испытать метод центрифугирования для разделения состарившейся водонефтяной эмульсии нефти Арчинского месторождения.

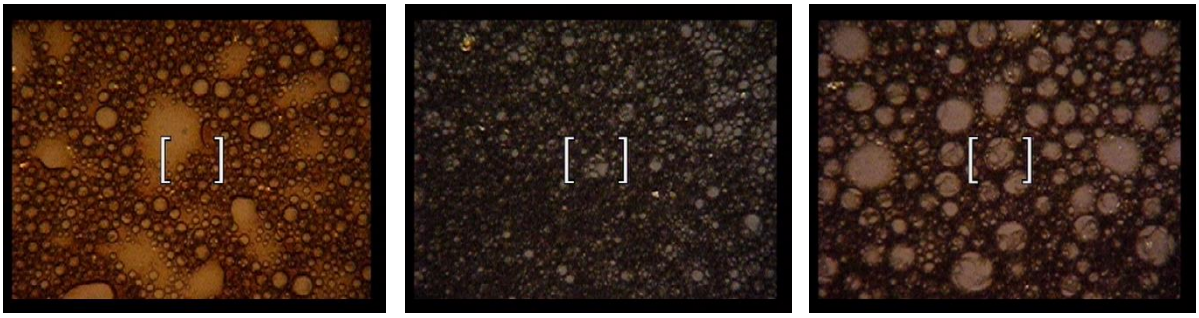
Эксперименты проводились на центрифуге ОПн-8. Пробы водонефтяной эмульсии объемом 10 мл подвергали воздействию центробежных сил в течение 15, 20 и 25 минут при частоте вращения ротора 8000 об./мин, что соответствовало относительному ускорению (*RCF*, Relative Centrifugal Force) 4830 *g*. Деэмульгатор не использовался.

В результате экспериментов в указанных условиях выделения воды в отдельную фазу не произошло. Эмульсия разделилась на два слоя: в верхней части – слой обезвоженной нефти, в нижней – концентрированный эмульсионный слой.

Это можно трактовать как отсутствие в эмульсии воды в агрегативно-неустойчивом состоянии. Концентрированный эмульсионный слой представлял собой вязкий осадок темно-коричневого цвета (Рис. 2).

Рис.2 Внешний вид эмульсионного слоя

Обезвоженная нефть и эмульсионный слой в дальнейшем были исследованы методом оптической микроскопии. Для этого использовался модульный биологический микроскоп OLIMPUS CX41. На фотографиях (Рис. 3) представлен вид под микроскопом исходной эмульсии и эмульсионных слоев, полученных при разном времени воздействия центробежных сил на исходную эмульсию. На рис. 4 представлены результаты обработки данных оптической микроскопии эмульсионных слоев.



а б в

Рис. 3 Микрофотографии исходной эмульсии (а); эмульсионного слоя, полученного в результате действия центробежных сил в течение 15 мин (б); эмульсионного слоя, полученного в результате действия центробежных сил в течение 20 мин (в)

Можно заметить (Рис. 4), что при времени воздействия центробежных сил на эмульсию в течение 15 минут, происходит коагуляция глобул воды: доля частиц с размерами 10–19 мкм уменьшается, а доля частиц с размерами 22–44 мкм увеличивается. В этой области наблюдаются два максимума количества частиц с размерами 25 и 29 мкм. При увеличении времени центрифугирования до 20 и 25 минут в составе эмульсионного слоя уменьшается доля частиц с размерами 14–24 мкм. Максимальная доля, 0,14–0,16, соответствует частицам с размером 9–13 мкм, доля частиц размером 4–8 мкм увеличивается вдвое.

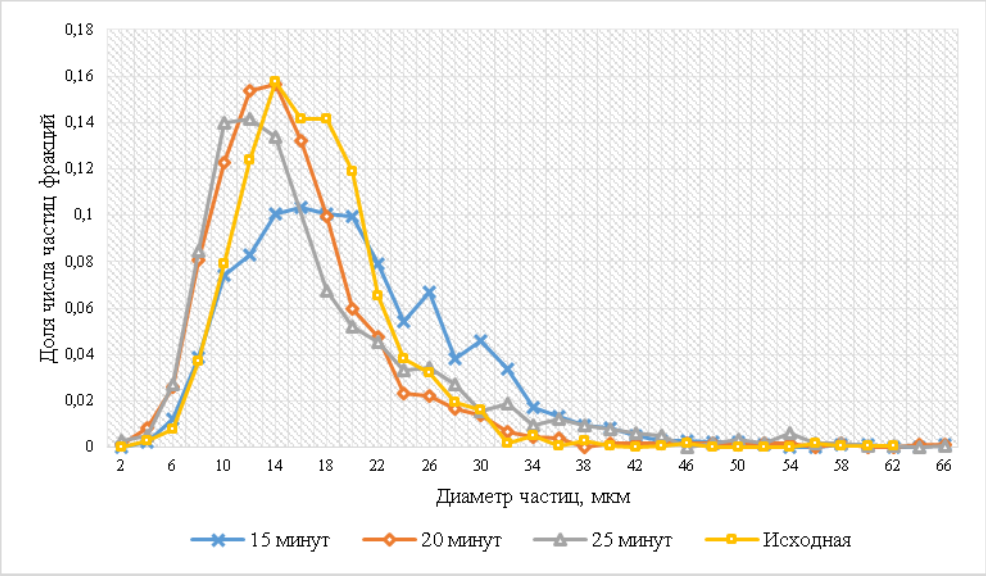


Рис. 4 Плотность распределения частиц дисперсной фазы в эмульсионном слое по размерам при разной длительности воздействия центробежных сил

Анализ верхнего слоя, обезвоженной нефти, методом оптической микроскопии показал, что в нем присутствует небольшое количество отдельных глобул воды. Это указывает на значительную степень обезвоживания нефти.

Для изучения природы эмульсионного слоя использован метод ИК-спектроскопии. Спектр поглощения снят на спектрофотометре IR Prestige-21 фирмы «Shimadzu» с преобразованием Фурье в диапазоне 300–4000 $см^{-1}$. В области полос 700–3100 $см^{-1}$ ИК-спектр соответствует ИК-спектру асфальтенов Арчинской нефти. Таким образом, можно считать, что в эмульсионном слое сосредоточились высокомолекулярные компоненты нефти. В первую очередь это смолы и асфальтены. Такой состав слоя и присутствие воды в качестве дисперсной фазы обуславливают его высокую вязкость (Рис. 2).

Литература

1. Зырянов М.С., Фомичев Е.В. Исследование способов воздействия магнитного поля на разделение водонефтяной эмульсии // Проблемы геологии и освоении недр: Труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2019. – С. 107 – 109.
2. Тарасов М.Ю., Зенцов А.Е., Долгушина Е.А. Проблемы подготовки высокоэмульсионных нефтей новых нефтяных регионов Сибири и пути их решения // Нефтяное хозяйство, 2004. – №3. – С. 98-102.
3. Ковалева Л.А., Миннигалимов Р.З., Зинатуллин Р.Р., Благочиннов В.Н., Муллаянов А.И. Исследование интегрированного воздействия сверхвысокочастотного электромагнитного излучения в поле центробежных сил на водонефтяные эмульсии // Нефтяное хозяйство, 2017. – №2. – С. 100 – 102.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Казак Д.В.

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Россия является обладателем крупнейшего территориального сектора Арктики, а также наибольшим числом открытых углеводородных месторождений на ее площади. Россия удерживает первенство в открытии нефтяных и газовых месторождений на ее территории с их дальнейшим вводом в эксплуатацию. Эти факты напрямую обусловлены развитием месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа.

Учитывая современные условия и интересы государства, в настоящее время большие силы брошены на ввод в разработку арктических месторождений на территории ЯНАО. Среди них два крупномасштабных проекта – освоение «группы Мессояхских месторождений» и месторождения «Русское».

Восточно-Месояхское месторождение, относится к категории трудноизвлекаемых запасов и по своим основным геолого-промысловым характеристикам достаточно близко к Русскому газонефтяному месторождению тяжелой нефти. Основным отличием этих месторождений является несколько меньшая вязкость нефти и слабая сцементированность пород-коллекторов. Для такого типа месторождений высоковязкой нефти уровень достижимого КИН не превышает 10-12%, при весьма благоприятных условиях и использовании плотной сетки скважин. Большая роль при этом отводиться контролю и регулированию процессов разработки запасов нефти. Оценка перспективы применения методов связанна с созданием нетрадиционных технологий, физическая сущность которых отличается не только высокой технологической эффективностью, но и ресурсо- и энергосбережением с существенным расширением геологических критериев их применимости.

Залежь углеводородов терригенного пласта ПК1-3 Восточно-Месояхского месторождения представляет собой совокупность нескольких, предположительно, гидродинамически изолированных блоков, насыщенных высоковязкой нефтью. В части блоков имеется достаточно мощная газовая шапка и обширная водонефтяная зона (ВНЗ). Повышенная вязкость нефти является серьезным фактором, обуславливающим эффективность добычи с применением насосных установок УЭВН и объемно-роторных насосов типа ОРНП5-10. Для такого типа месторождений высоковязкой нефти уровень достижимого КИН не превышает 10-12%, при весьма благоприятных условиях и использовании плотной сетки скважин – порядка 2,5-3 га/скв [1, 2].

Наиболее широко распространеннные методы увеличения нефтеотдачи при разработке Восточно-Мессояхского месторождения описаны ниже:

1. Закачка раствора полимера (полимерное заводнение).

Экспериментальные исследования при различных вытесняющих агентах выполнялись на разных колонках керна, но проведены в одинаковых термобарических условиях и при схожих коллекторских свойствах моделей пластов ПК1-3, что позволило корректно произвести их сопоставление. Основываясь на полученные результаты, можно сделать вывод о том, что наиболее эффективная технология для повышения нефтеотдачи – закачка раствора полимера.

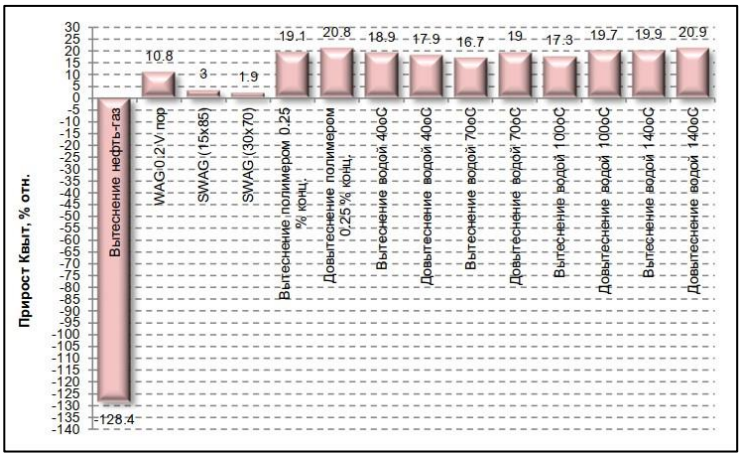


Рис. 1 Прирост коэффициента вытеснения при применении МУН в сравнении со стандартным заводнением по лабораторным данным

Сущность метода заключается в выравнивании подвижности нефти и вытесняющего агента для увеличения охвата пласта воздействием. Для этого в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер (полиакриламид), обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность. При концентрации полиакриламида (ПАА) в растворе 0,01-0,1% вязкость его увеличивается до 3-4 мПа*с. это приводит к такому же уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей или неоднородностью пласта. В процессе фильтрации полимерных растворов через пористую среду они приобретают кажущуюся вязкость, которая может быть в 10-20 раз выше вязкости, замеренной вискозиметром. Поэтому полимерные растворы наиболее применимы в неоднородных пластах, а также при повышенной вязкости нефти с целью повышения охвата их заводнением.

Кроме того, полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды. Поэтому они вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды, т.е. породой и цементирующим веществом. Это вызывает адсорбцию молекул полимеров, которые выпадают из раствора на поверхность пористой среды и перекрывают каналы или ухудшают фильтрацию в них воды. А так как полимерный раствор предпочтительно поступает в высокопроницаемые слои, то за счет этих двух эффектов – повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды – происходит существенное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышение охвата пласта заводнением.

Основной недостаток метода заключается в том, что резко снижается продуктивность нагнетательных скважин вследствие резкого роста вязкости, которую не всегда можно компенсировать повышением давления нагнетания из-за деструкции молекул полимера. Полимерные молекулы в водном растворе под действием различных факторов могут необратимо разрушаться вследствие их деструкции. Деструкция уменьшает молекулярную массу полимера и, как следствие, загущающую способность – основу эффективности его применения в качестве вытесняющего агента. Поэтому необходимо рассмотреть различные варианты размещения нагнетательных скважин, а также варианты попеременной закачки полимера и воды для обеспечения эффективного вытеснения запасов и поддержания пластового давления.

Гидроразрыв пласта.

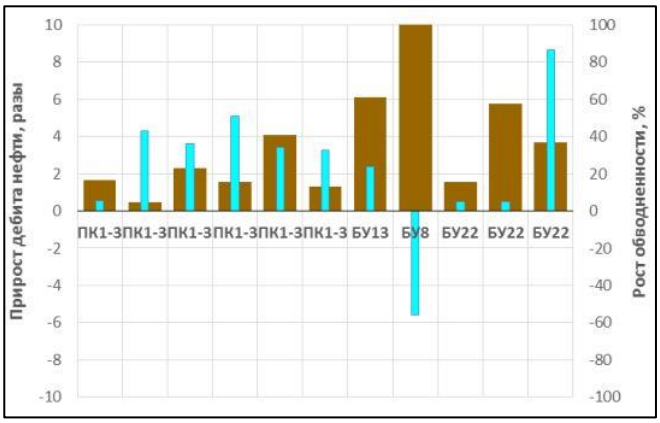


Рис. 2 Приросты дебита нефти и обводненности после ГРП на пластах Восточно-Мессояхского месторождения

Практика показывает, что проведение ГРП в настоящее время является одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, как при обработке ПЗП, так и при глубокопроникающем воздействии на

продуктивный пласт, в компании Газпромнефть широко применяется ГРП и МГРП для успешной разработки подобных коллекторов на месторождениях ЯНАО.

С целью оценки эффективности гидроразрыва пластов на месторождении в начале 2017 года были проведены опытно-промышленные работы в 11 скважинах, на четырех пластах. Результаты испытаний приведены на рисунке 2. Из 11-ти скважин не достигнут эффект в части прироста дебита нефти только в одной скважине.

На пласте ПК1-3 ГРП проведен в шести скважинах, одна из которых горизонтальная. В пяти скважинах из шести было отмечено увеличение продуктивности. Прирост дебита нефти составил от 1,3 до 4 раз. При этом рост дебита сопровождался некоторыми негативными факторами, а именно во всех скважинах увеличилась обводненность продукции – от 5,6 % до 51 %, в среднем рост обводненности составил 34 %. В среднем по группе скважин, в которых был проведен гидроразрыв пласта ПК1-3, прирост дебита жидкости составил 2,8 раза, нефти – 1,9 раза, обводненности – 33,7%.

Максимальной эффективностью характеризуется ГРП на объекте БУ8. Здесь отмечен рост дебита нефти более, чем в 40 раз при снижении обводненности продукции с 69% до 13%, что свидетельствует о подключении в работу значительной нефтенасыщенной толщины. На этих пластах кроме роста продуктивности скважин отмечается невысокий рост обводненности.

ГРП пластов группы БУ весьма эффективны, что позволяет рекомендовать данную технологию для использования в горизонтальных скважинах (МГРП) на объектах БУ при дальнейшей промышленной эксплуатации [3].

Литература

1. Алиев З.С., Мараков Д.А. Влияние переходной зоны на достоверность запасов газа и на производительность скважин // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2017. – Том 1, № 1. – С. 3 – 12.
2. Инякина Е.И., Краснов И.И., Инякин В.В. Опыт разработки нефтегазоконденсатных месторождений с осложненной геолого-физической характеристикой // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2017. – Том 1, № 1. – С. 13 – 19.
3. Прокопьев-Ротермиль А.А. Анализ геолого-технических мероприятий, проводимых на Восточно-Мессояхском месторождении // // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2018. – Том 1, № 6. – С. 11 – 20.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА, КАК РАБОЧЕГО АГЕНТА ДЛЯ ВНУТРИКУСТОВОЙ СИСТЕМЫ ППД

Карапузов И.А., Федюшкин К.Г., Коновалов А.А.
Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Необходимость проведения поиска решений заключается в необходимости поиска решений сохранности окружающей среды и недр в связи с ухудшающимся состоянием экологии, обусловленным активным развитием нефтедобычи в удаленных районах РФ, а также повышению энергоэффективности производства.

Цель исследования – определить рациональный метод использования попутного нефтяного газа для снижения влияния на экологию и повышение экономической рентабельности разработки месторождений нефти.

Рассмотрим более подробно одну из основных проблем.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – это газ, растворенный в нефти. Но на данный момент большинство технологий не получило широкого распространения, так как каждая из технологий является чувствительной к инфраструктурным или экономическим условиям применения.

Пути утилизации попутного нефтяного газа или способы рационального использования на данный момент заключаются в следующем:

- переработка газа на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ): для переработки используют мини-ГПЗ или магистральный транспорт для транспортировки до ГПЗ – вариант наиболее подходящий для месторождений вблизи развитой инфраструктуры;
- сайклинг-процесс и закачка в пласт для хранения, данный процесс применим для месторождений, находящихся в разработке на второй и более поздних стадиях; [2]
- использование в энергетических установках для производства электрической и тепловой энергии, данный вид утилизации используется повсеместно, но объем добываемого газа во много раз превышает потребности;
- подготовка и переработка газа на промысле с помощью малотоннажных установок;
- переработка в метанол и синтетическое топливо или в концентрат ароматических углеводородов, для данных технологий необходима развитая инфраструктура.

Как показано выше, почти все технологии чувствительны к развитости инфраструктуры и стадии разработки месторождения, и для вновь вводимых месторождений не подходят в полной мере, так как на данный момент наиболее перспективные открытия совершаются в местности почти не обжитой людьми.

В настоящее время на вновь вводимых месторождениях ввиду их удаленности и отсутствия инфраструктуры газ используется для обеспечения месторождений электроэнергией, но как было указано выше значительная часть ПНГ сжигается на факелах. Рассмотрим влияние утилизации ПНГ на факелах:

Экологическая сторона вопроса. ПНГ на данный момент для нефтяных компаний остается побочным продуктом нефтедобычи, именно поэтому его утилизация происходила наиболее дешевым способом, его сжигали. В результате данных действий на факелах образуется сотни млн. тонн CO_2, азота и серы. В факелах сжигается лишь 98% газа, а 2% уходит в атмосферу в виде углеводородного сырья. Опасность представляют также выбросы сажи, которые

осаждаются преимущественно в регионах добычи. Также сжигание ПНГ сопровождается тепловым загрязнением окружающей среды.

Экономический аспект. Вследствие неиспользования ПНГ, компании, натерритории которых находится нефтепромысел, терпят огромные убытки,вкладывая деньги в утилизацию газа сжиганием в факелах и обслуживание их, а государство пытается возместить убытки с помощью увеличения штрафов. В перспективе объем потребления газа будет в будущем увеличиваться в разы. Впоследнее время газ потерял в цене, и поэтому проекты по утилизации становятся менее рентабельными. Вложения в переработку ПНГ – это долгосрочные вложения. Их делают компании-гиганты, либо компании, являющиеся в регионе основными недропользователями, для которых потеря текущих активов не приведёт к банкротству или прекращению развития. [3]

Экспериментальные и теоретические исследования, выполненные в России, а также в ряде других стран, показали, что к эффективным методам увеличения нефтеотдачи пластов относятся технологии, основанные на нагнетании в пласт смеси воды и газа. В этом ключе особый интерес представляет использование в качестве газовой фазы попутного нефтяного газа, который в силу своей гомологической близости к нефти служит эффективным вытесняющим агентом. Также стоит отметить, поскольку ПНГ добывается непосредственно на нефтяных промыслах, организация его доставки на месторождение не требуется, что значительно снижает стоимость выполнения работ. Закачка газа в пласт обеспечивает более высокие темпы разработки, чем при заводнении. Согласно данным проведенных лабораторных экспериментов и опытно-промысловых испытаний воздействие нефтяного газа на пласт позволяет добиться увеличения коэффициента вытеснения на 10-19% по сравнению с заводнением и увеличить конечную нефтеотдачу [1].

Так для повышения экономической и экологической составляющих разработки месторождений нефти, предложен ранее существовавший вариант отбора газа из затрубного пространства скважины и модернизированный за счёт подачи газа в внутрикустовую систему подержания пластового давления для обратной закачки в пласт. За счёт данного решения уменьшается объем газа, сжигаемый на факелах. С точки зрения технологии эксплуатации месторождения происходит снижение линейного давления, а также увеличение производительности скважины с которой отбирается газ на 5-15%.

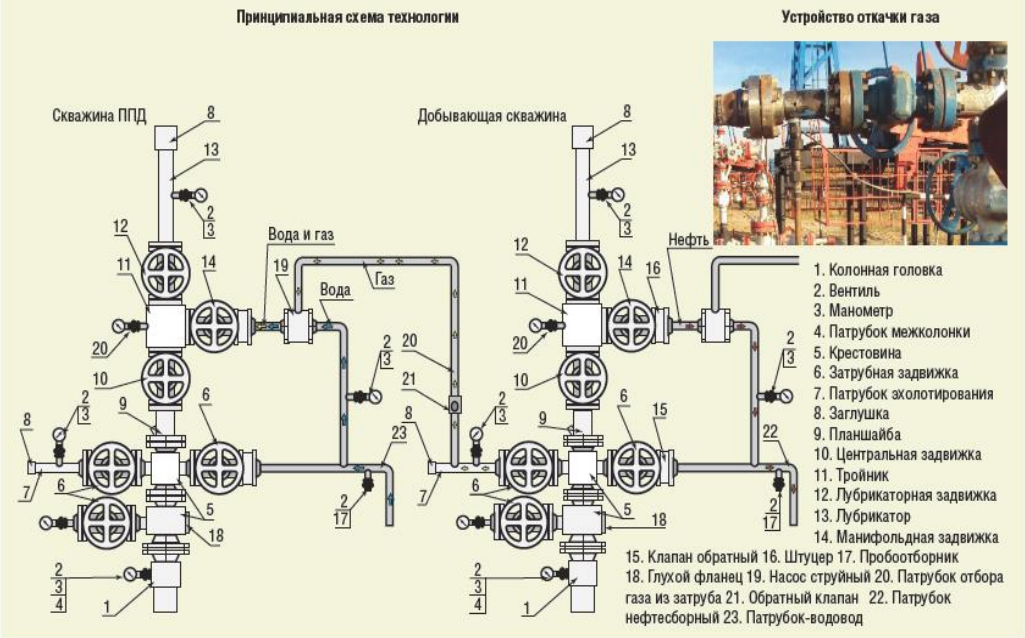


Рис.1 Принципиальная схема отбора газа из затрубного пространства [1]

В заключение можно сказать, сжигание ПНГ – основная проблема нерационального использования в нефтедобыче. При его сжигании фирмы терпят экономические убытки в виде штрафов, а также провоцируют загрязнение атмосферы. Во многом решение проблемы утилизации ПНГ зависит от ряда причин и факторов: уровень развития инфраструктуры и удалённость ГПЗ, строение пласта, количество инвестиций. В основном проблемы остаются на удаленных месторождениях и вновь вводимых месторождениях. Предлагаемый метод утилизации попутного газа ведёт к повышению экономических показателей разработки месторождения, а также наиболее рациональному использованию ресурсов нефтегазовых месторождений.

Литература

1. Бичурин А.А. Утилизация попутного нефтяного газа путем закачки водогазовой смеси в пласт / Бичурин А.А. // Инженерная практика. – 2015. – 06-07.
2. Воеводкин Д.А. О проблеме рационального использования ресурсов попутного нефтяного газа в северной части Тимано-Печорской провинции // Вестник Мурманского государственного технического университета, 2010. – Т. 13. – Вып. 4/1. – С. 751 – 756.

3. Игитханян И.А., Боярко Г.Ю. Утилизация попутного нефтяного газа на месторождениях Томской области // Вестник Томского государственного педагогического университета, 2011. – Вып. – №12. – С. 19 – 22.

ПРОБЛЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Карсаков А. В.
Научный руководитель - доцент И.В. Шарф
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время основными проблемами в отечественной нефтегазовой промышленности являются высокий уровень выработанности и обводненности месторождений, характерных для 3 и 4 стадии разработки, так как разработка большинства месторождений началась в 70 гг. XX века. В связи с этим особую актуальность приобретают проблемы увеличения нефтеотдачи пластов с целью извлечения остаточных запасов нефти.

Остаточными запасами, по мнению ряда специалистов, необходимо считать трудноизвлекаемые запасы нефти месторождения или залежи при достижении выработки начальных нефти до 65 – 75% и обводненности продукции свыше 75–80%.

Конкретизация определения представлена типами остаточной нефти [1], а именно:

- оставшаяся в слабопроницаемых пропластках и участках, не охваченных водой [2];
- оставшаяся в линзах и у непроницаемых экранов, не вскрытых скважинами;
- находящаяся в застойных зонах однородных пластов;
- каппилярно-удержанная и плёночная нефть.

Для первого, второго и третьего типов основной проблемой является высокая неопределённость расположения недренируемых и слабодренируемых запасов, что существенно осложняет проведение адресных геолого-технологических мероприятий, как следствие необходима их точная локализация в площади разрабатываемого пласта.

Основными технологиями исследований, предназначенными для выявления остаточной нефтенасыщенности, являются следующие [3].

1) Методы электрометрических изучений скважин, которые позволяют с небольшой погрешностью определять в разрезе пласта нефтенасыщенные и водонасыщенные интервалы по различию их электросопротивлений. Однако, данный метод наиболее эффективен при исследовании новых и необсаженных скважин, количество которых на поздних стадиях разработки крайне мало.

2) Методы радиометрических исследований, которые в отличие от электрометрических методов могут применяться на обсаженных скважинах, но радиус их информативности крайне мал.

3) Интерпретационные методы, применяемые для нахождения линий идеального продвижения водонефтяного контакта (ВНК) или карты поверхности ВНК. Однако, данный метод нельзя применять при внутриконтурном заводнении.

4) Метод выявления запасов нефти в зоне отбора при помощи характеристик вытеснения, который позволяет вычислить карты остаточных запасов нефти по пласту, однако не позволяют определить положение целиков нефти в зонах между скважинами.

5) Косвенные методы идентификации распределения нефтенасыщенности, которые позволяют определять области остаточной нефтенасыщенности с помощью геолого-гидродинамического моделирования. Для точного построения таких моделей требуется большое количество исходных данных, которые не всегда достоверно известны, что снижает точность таких исследований.

Другой проблемой разработки остаточных запасов нефти является ухудшение физико-химических свойств нефти в процессе разработки.

Так на Ромашкинском месторождении (Республика Татарстан) было проведено исследование по выявлению закономерностей изменения физико-химических свойств нефти в течении трёх стадий разработки месторождения. Изменения плотности и вязкости нефти в ходе разработки месторождения представлены на рисунке 1а и 1б.

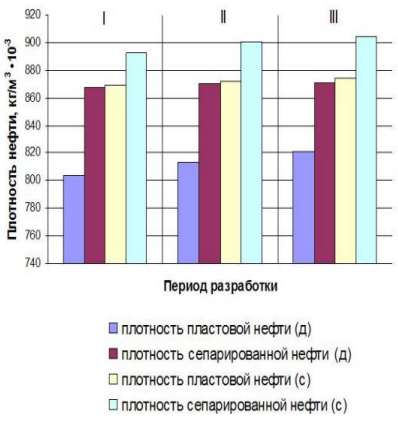


Рис. 1а изменение плотности пластовой нефти[4]

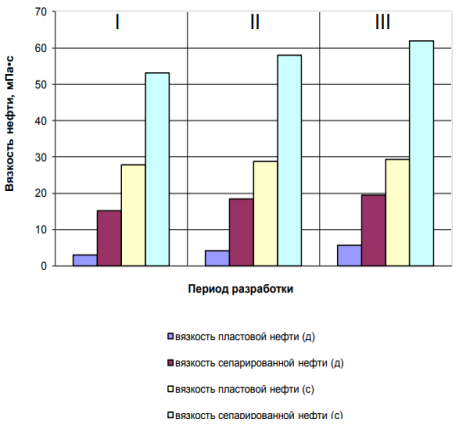


Рис. 1б изменение вязкости пластовой нефти[4]

На первых этапах разработки добывается наиболее подвижная нефть с низкими значениями вязкости и плотности. Далее в результате применения гидродинамического воздействия на пласт и методов увеличения нефтеотдачи происходит добыча остаточной нефти с большим содержанием тяжелых фракций.

С учётом различных геолого-промысловых характеристик месторождения для увеличения коэффициента вытеснения и коэффициента охвата пласта идёт выбор технологи, который является наиболее эффективным в данных условиях.

Увеличение коэффициента вытеснения на поздней стадии разработки достигается преимущественно с использованием физико-химических методов [1], в частности с применением растворов химических реагентов (ПАВ – щелочное заводнение), которые направлены на улучшение отмывающих способностей вытесняющего агента, с целью извлечения плёночной и каппилярно-удерживаемой нефти. Вытеснение нефти из поровой среды водными растворами ПАВ в среднем на 25 % эффективнее вытеснения водой различной минерализации.

Набор технологий для повышения коэффициента охвата пласта намного разнообразнее: физико-химические методы, потокоотклоняющие технологии, уплотнение сетки скважин и другие. Наиболее распространённым методом является полимерное заводнение, суть которого заключается в закачке вязкого раствора полимера с целью улучшения соотношения подвижностей нефти и воды, а также вытеснения нефти из низкопроницаемых пропластков. Данный метод способен увеличить конечную нефтеотдачу пласта в среднем на 15-20%.

Несмотря на эффективность существующих методов, на практике возможны случаи отсутствия эффекта от проведённых ГТМ. Так, на Майском месторождении Томской области был проведён ряд испытаний потокоотклоняющих технологий. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты применения потокоотклоняющих технологий на Майском месторождении

Год	Технология	Количество скважин	Номера скважин	Доп. добыча нефти, тыс.т
2010	"Нефтенол-К+сухокислота"	2	№211,397	-
2011	Термогель-"ГАЛКА"	8	№397,211,210,206, 205,215,204,202	2,2
2012	"Термогель-S+полиакриламид"	16	№397,208-211,204, 205,392,202,223,224, 213,219,226,220,228	3,5
2013	"ГЕОПАН"	4	№202,204,205,215	-
2014	"Полиакриламид+ацетат хрома"	2	№202,392	-

Из таблицы 1 видно, что применение потокоотклоняющих технологий на основе различных химических реагентов являлось неэффективным в ряде случаев, так как дополнительная добыча нефти отсутствует. Отсутствие результатов может быть связано с несоответствием свойств пластовой жидкости и пластовой температуры с критериями применимости данных марок химических реагентов. А также, важной составляющей является технологический критерий применимости, в котором должны быть рассчитаны концентрация реагентов, размер оторочки, размещение скважин, давление нагнетания и т.д. Для получения максимального результата необходима обработка данных для каждой отдельной системы скважина-пласт.

Поэтому ключевым является принцип геологической адресности, который предполагает, что выбор технологии должен осуществляться, исходя из геологической характеристики пласта, гидродинамической модели коллектора, физико-химических свойствах флюида, а также с учётом экономической выгоды для предприятия.

Таким образом, решение таких проблем как локализация остаточных запасов нефти в пласте, оценка изменений физико-химических свойств нефти в процессе разработки, выбор метода увеличения нефтеотдачи, оценка экономической эффективности проводимых методов позволит нефтяным компаниям нарастить коэффициент извлечения нефти до проектных значений.

Литература

1. Крянев Д.Ю. Системно-адресные технологии – основа повышения эффективности разработки нефтяных месторождений/ Д.Ю.Крянев, А.М. Петраков, Р.Ю. Жуков// Бурение и нефть, 2011. №2 – С. 32 – 35.
2. Бикеев А.А. Обоснование подбора технологий методов увеличения нефтеотдачи в зависимости от вида остаточной нефтенасыщенности/А.А.Бикеев// Сборник тезисов VII региональной молодёжной конференции им. В.И. Шпильмана «Проблемы рационального природопользования и история геологического поиска в Западной Сибири», 2019. – С. 7 – 11.
3. Баталов Д.А. Разработка метода локализации остаточных запасов нефти на поздних стадиях разработки. Диссертация кандидата технических наук. 2015 г. 165 с.
4. Тарасов Е.А. Изменение физико-химических свойств нефтей в процессе разработки Ромашкинского месторождения/Е.А.Тарасов// Нефтяное хозяйство, 1999. №7 – С. 25 – 27

ВЛИЯНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА АНОМАЛЬНОСТИ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

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

Во время бурения и разработки месторождения нефтедобывающие компании сталкиваются с рядом осложнений, которые необходимо решать. Одним из таких осложнений, с которыми столкнулись, начиная с первого половины 19 века, является наличие аномальных пластовых давлений. Из-за сверхвысоких пластовых давлений в процессе бурения возникают аварийные ситуации - искривление ствола скважины, сужение скважины из-за набухания пород, обвалы стенок скважины, прихваты буровых труб, поглощение бурового раствора. А снижение объемов добычи углеводородов в условиях аномальных пластовых давлений связаны с ухудшениями пористости и проницаемости пород-коллекторов, высокими температурами в пласте и росту обводнённости добываемой продукции.

Аномальными являются такие давления в пористых породах, содержащих флюиды, где величина не соответствует абсолютным величинам нормального (гидростатического). Параметр, который характеризует фильтрационные емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов и используется для анализа степени отклонения пластовых давлений от гидростатических, называется коэффициентом пропорциональности или аномальности давлений в пласте:

$$К_{ан} = \frac{Р_{пл.}}{Р_{н.гдс}}$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{н.гдс}$ – нормальное пластовое (гидростатическое) давление; [1]

За нормальное пластовое давление используют гидростатический напор столба жидкости (минерализованной воды) высотой от изучаемого пласта до уровня моря по вертикали:

$$P_{н.гдс} = g\rho_в H$$

где g – ускорение свободного падения (9,8 м/с^2); $\rho_в$ – плотность минерализованной воды, кг/м^3; H – абсолютная глубина залегания пласта, м.

Гидростатическое (нормальное) давление чаще применяют как условным ($Р_{у.гдс}$) для удобства вычисления коэффициента аномальности пластового давления. То есть плотность для гидростатического давления воображаемого столба пресной воды берут за 1000 кг/м^3. [2]

$$P_{у.гдс} = g \cdot 1000 \cdot H$$

Условное гидростатическое давление зависит от глубины залегания вышележащих пластов. Пластовое давление и коэффициент аномальности тоже от него зависят (Рисунок 1):

$$К_{ан} = \frac{Р_{пл.}}{g \cdot 1000 \cdot H}$$

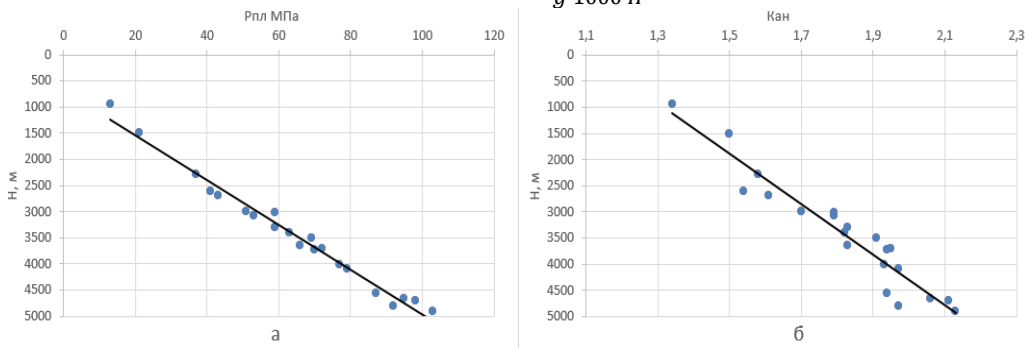


Рис.1 Зависимость пластового давления (а) и коэффициента аномальности (б) пластового давления от глубины залегания пласта в верхнеюрской толще Восточно-Кубанской впадины

Гидростатическое давление определяют на том основании, что рассматриваемая зона исследования пластовых давлений является инфильтрационной водонапорной системой, так как в водонапорной системе предполагают наличие залежей УВ с разными давлениями пласта при одной и той же глубине залегания продуктивных залежей. Это способствует пропорциональному повышению начального пластового давления с ростом глубины залегания пласта. А соответственно, гидростатическое давление становится условным, когда приблизительно есть соответствие глубины залегания пласта и пьезометрической высоты при давлении преимущественно одной и той же жидкости (минерализованной воды).

Пластовые давления в зависимости от показаний коэффициента аномальности классифицируют на: аномально высокие пластовые давления (АВПД), с $К_{ан}$>1,3, повышенные пластовые давления (1,3>$К_{ан}$>1,1) и АНПД ($К_{ан}$<0,9). Ряд исследователей выделяют еще пониженное пластовое давление (0,9<$К_{ан}$<1). [3] Если АВПД образуется преимущественно естественными способами (уплотнение осадков, гидрогеологические, тектонические и т. д.), то АНПД помимо геологических причин появления (растяжение или сжатие отдельных участков земной коры, низкие уровни подмерзлотных вод, которые связаны с деградацией мерзлой толщи при ее оттаивании внизу в течение многих лет) имеют и искусственные причины образования при добыче УВ: истощение залежей, обводненность добываемой продукции и т. д., тем самым увеличивая рост падения давления. А от геологических факторов образования

аномальных зон пластовых давлений зависят ФЕС. Последний и дает основание для появления зон, где текущие пластовые давления не совпадают с гидростатическим или начальным пластовым давлениям.

ФЕС имеет непосредственное влияние на коэффициент аномальности пластового давления. В этом можно убедиться на примере нескольких месторождений и их залежей в таблице. [4]

Таблица

Основные характеристики продуктивных пластов-коллекторов с аномальными пластовыми давлениями на месторождении РФ

Месторождение	Возраст и индекс залежи	Открытая пористость, %	Проницаемость, мД	Коэффициент аномальности
Уренгойское	Ачимовская толща	17,5	53	2,31
		13,8	20	2,15
Нижнеомринское	Пашийский, Ia	19,00	785,0	0,91
	Пашийский, Iб	20,00	1550,0	0,87
	Старооскольский, Ia	19,80	285,0	0,78
	Койвенского, 11b	21,00	3560,0	0,87
Верхнеомринское	Старооскольский, 1а	20,00	750,0	0,91
Среднесерчейюское	Нижнетриасовые	30,00	94,00	0,93

Анализируя полученные данные, становится заметно, как сильно отличаются открытая пористость и проницаемость при АВПД и АНПД (эти зоны прослеживаются через $К_{ан}$). Самое главное, что можно отметить, исследовав основные вышеперечисленные параметры, влияющие на изменение коэффициента аномальности пластовых давлений – это показание последнего на динамику темпа падения текущего пластового давления разрабатываемой залежи (Рис. 2).

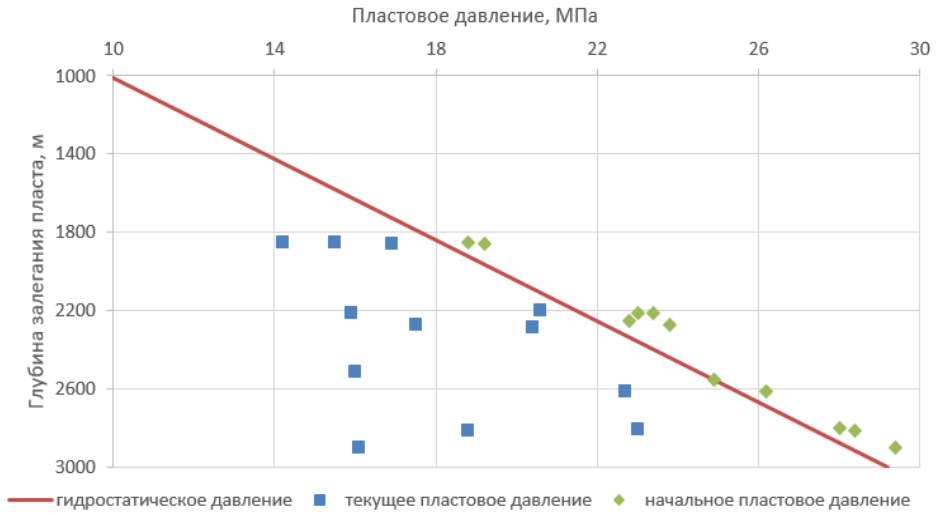


Рис.2 Динамика снижения пластовых давлений на месторождениях Когалымского региона (Западная Сибирь)

Основные показатели, которые отражаются коэффициентом аномальности пластовых давлений: глубина залегания пласта, гидростатическое давление (учитывается плотность минерализованной воды), ФЕС (пористость, проницаемость) и геологические условия месторождения (наличия водонапорных систем и зон АВПД и АНПД). Постоянный мониторинг данных параметров позволяют регулировать коэффициент аномальности и динамику роста падения пластового давления путем применения в бурении технологии равновесного вскрытия горизонта пласта с использованием пенообразующих жидкостей для сохранения коллекторских свойств пласта и цементирование с помощью аэрированных тампонажных растворов для крепления скважины и образования сплошности цементного кольца, а также методов поддержания пластового давления (ППД) и корректировки сетки скважин для увеличения продолжительности жизни месторождения, объемов добычи углеводородов и предотвращения аварийных ситуаций.

Литература

1. Контроль и управление процессом бурения в условиях аномальных пластовых давлений В.П. Овчинников, В.М. Гребенщиков: Учеб. пособие для вузов. - Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2010 г.
2. Свинцнцкий С. Б. О практическом использовании коэффициента аномальности пластового давления. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений: Изд-во «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина» – Москва, 2011 г.
3. Линецкий В. Ф. Аномальные пластовые давления как критерий времени формирования нефтяных залежей. Проблемы миграции нефти и формирования нефтяных и газовых скоплений. – М.: Гостоптехиздат, 1959 г.

4. Турицына М. В. Гидродинамическое обоснование применения газожидкостных смесей для вскрытия пластов с аномально низкими давлениями: автореферат дис. ... кандидата технических наук – Санкт-Петербург, 2003 г.

ВЛИЯНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НАСЫЩЕННЫХ РАСТВОРОВ ГЛИКОЛЕЙ

Кулаков М.В.
Научный руководитель - доцент Л.В. Шишмина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Осушка газа является одним из немаловажных этапов процесса его подготовки. На большинстве месторождений северной части России для этой цели применяется абсорбционная технология. Наиболее распространенным абсорбентом считается диэтиленгликоль (ДЭГ), но также применяется и триэтиленгликоль (ТЭГ). В результате процесса абсорбции получается не только подготовленный газ, но и насыщенный водой и компонентами газа раствор гликоля, который поступает на регенерацию для возможности повторного его использования.

В процессе эксплуатации любого месторождения рано или поздно возникает ситуация, когда давление сырьевого потока, зависящее напрямую от пластового давления, начинает снижаться. Особенно это сказывается на газовых месторождениях, для которых отсутствует этап постоянных максимальных отборов газа. Для них, после наращивания объемов добычи до максимального значения происходит снижение как объемов добываемого сырья, так и давления потока. В результате, значительная часть времени эксплуатации газовой залежи или месторождения происходит при постоянном снижении пластового давления. Снижение давления добываемого природного газа влечет повышение его равновесной влагоемкости, а также больший вынос механических примесей. Важность задачи поддержания качества подготовки газа повышается. В связи с этим актуален вопрос изучения изменения свойств осушающих реагентов в условиях проведения процесса абсорбционной осушки газа при разных давлениях.

Целью данной работы является анализ изменений реологических свойств осушающего реагента на выходе из абсорбера в процессе эксплуатации залежи. В качестве осушающего реагента выбраны ди- и триэтиленгликоль. Отслеживание изменений произведено на основе модели технологической схемы подготовки природного газа, построенной в моделирующей системе «Honeywell UniSim Design Suite», изображенной на рисунке 1.

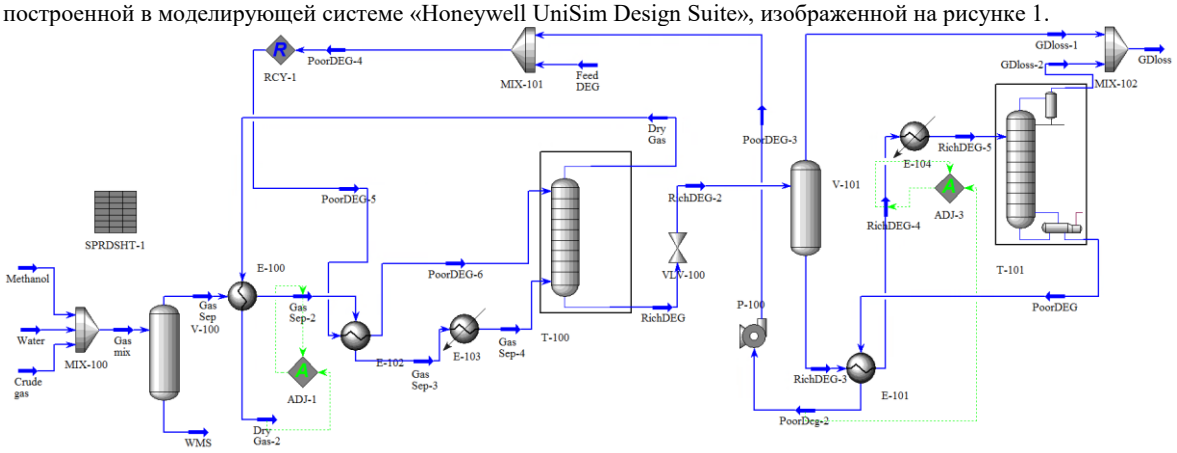


Рис. 1 Модель технологической схемы абсорбционной осушки газа в UniSim Design R460

V-100 – Пробкоуловитель; E-100, 101, 102, 103, 104 – Теплообменники; T-100 – Колонна абсорбции; T-101 – Колонна регенерации гликоля

В качестве исходного сырьевого потока был принят газ следующего состава и характеристик:

Таблица

Состав (% мол.) и характеристики сырьевого потока газа

CH_4	C_2H_6	C_3H_8	i-C_4H_{10}	n-C_4H_{10}	i-C_5H_{12}	n-C_5H_{12}	C_{6+}	N_2	CO_2	C_{H2O}, г/м^3	C_{CH3OH}, г/м^3	T, °C	Q, кмоль/ч
91,06	3,78	0,49	0,49	0,18	0,26	0,08	1,86	1,41	0,40	10	0,2	0	5000

Давление в системе осушки напрямую зависит от давления потока газа и находится в диапазоне его возможных значений. В рамках данного исследования выбран диапазон 300–10000 кПа. Температура контакта постоянна и составляет 10°С. Давление и температура в колонне регенерации абсорбента равны 50–70 кПа и 105–163°С (80–100 кПа и 105–205°С – для триэтиленгликоля) в верхней части и в кубе колонны соответственно. Расход гликоля в системе осушки 4 м^3/ч. В результате снижения давления потока сырого газа его равновесное влагосодержание повышается, вследствие чего повышается объем объём влаги, поглощенной гликолем в процессе

абсорбции, при этом из-за снижения давления абсорбции снижается унос газа гликолем. Учитывая все эти факторы, можно предположить, что плотность и вязкость получившегося раствора будет изменяться при снижении давления. Проследим за данными изменениями на основе изменения давления абсорбции и отслеживания таких параметров как плотность при стандартных и рабочих условиях, и вязкость при рабочих условиях (рис. 2). В данной программе стандартными условиями считаются: давление – 1 атмосфера и температура 15°С [1].

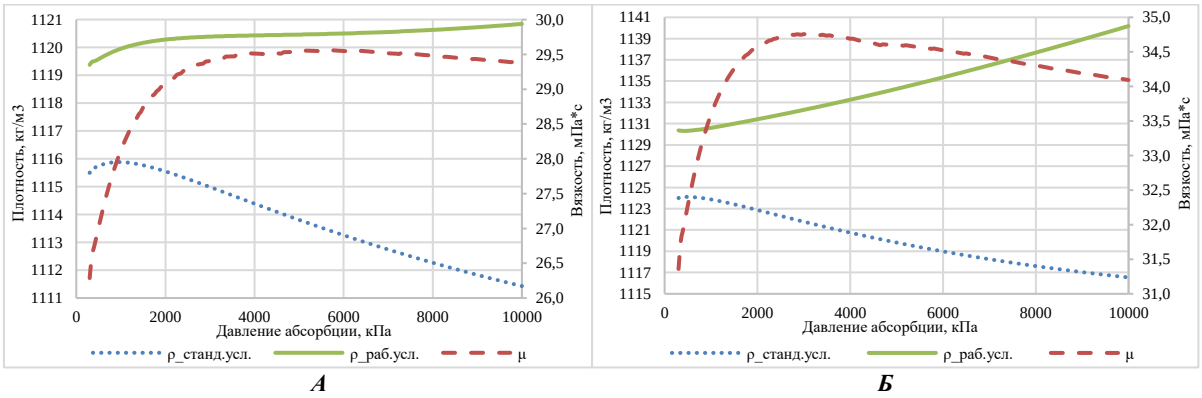


Рис. 2 Изменение параметров диэтиленгликоля (А) и триэтиленгликоля (Б) на выходе из абсорбера

Концентрации осушающих реагентов при этом задаются внутри моделирующей системы путем выполнения баланса между объемами воды, поглощаемой при абсорбции и выделяемой при регенерации. В абсорбере концентрация осушающего реагента снижается: ДЭГ – с 98,12% (масс.) до 97,59% (масс.); ТЭГ – с 99,23% (масс.) до 98,50% (масс.).

При снижении давления абсорбции начинает повышаться значение динамической вязкости раствора гликоля из-за меньшего объема газа, поглощенного им. После достижения давления в 6 МПа для ДЭГ и 3 МПа для ТЭГ вязкость начинает снижаться из-за больших объемов воды, которые выносятся вместе с потоком газа при его добыче (рис. 2, 3).

Плотность гликоля, приведенная к стандартным условиям, имеет противоположную зависимость плотности при рабочих условиях из-за влияния давления. Так, при снижении давления абсорбции плотность насыщенного гликоля, пересчитанная на стандартные условия, возрастает на большей части диапазона давлений из-за снижения содержания растворенных углеводородов и увеличения содержания воды в составе раствора (рис. 2, 3). Снижение плотности при низких давлениях связано с резким увеличением концентрации воды в составе раствора (рис.3). Плотность гликолей при рабочих условиях снижается на всем интервале падения давления в системе осушки. Снижение содержания легких компонентов, входящих в состав раствора гликоля, компенсирует возможное уменьшение его плотности в результате падения давления в системе осушки. Причем, кривая плотности ДЭГ расположена в более узком диапазоне значений, чем для ТЭГ.

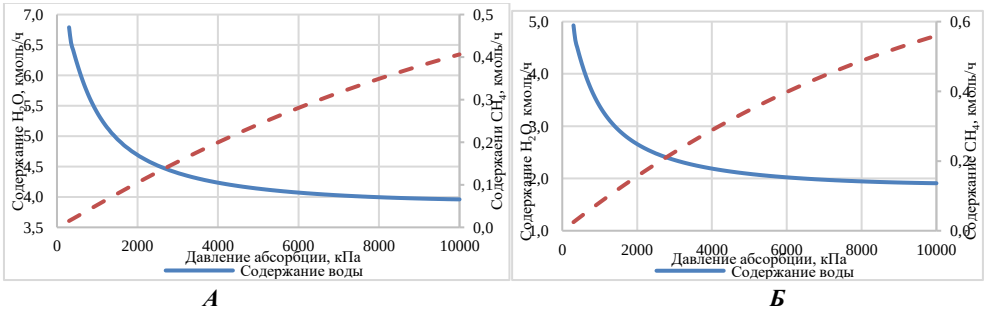


Рис. 3 Содержание воды и метана в насыщенном растворе диэтиленгликоля (А) и триэтиленгликоля (Б)

Вывод: в ходе проведенного исследования изменения свойств осушающего реагента со снижением давления сырьевого потока газа показано:

– наличие влияния давления сырья на реологические свойства насыщенного раствора осушающего реагента;

– при рабочих условиях плотность раствора ДЭГ изменяется в ограниченном диапазоне: 1119–1121 кг/м3, для ТЭГ данный диапазон больше: 1130–1140 кг/м3;

– значение вязкости осушителей при падении давления снижается: ДЭГ – с 29,5 мПа с до 26,5 мПа с, ТЭГ – с 35 мПа с до 31,3 мПа · с.

Литература

1. UniSim Design. Black oil tutorial [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://drive.google.com/file/d/1JHRAPoV6g4jDwiOCTwOw7E9PcpBeVEIS/view?usp=sharing.

ОЦЕНКА НЕОБХОДИМОСТИ ВОСТАНОВЛЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ТЕРМОСТАБИЛИЗАТОРОВ В ОСНОВАНИИ СООРУЖЕНИЙ

Лузина А.А.
Научный руководитель - ведущий инженер О.М. Филимонова
АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

Проектирование объектов, расположенных в местах распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ), зачастую подразумевает применение специальных мероприятий для поддержания и сохранения мерзлого состояния основания т.к. недостаточная несущая способность грунтов может привести к недопустимым деформациям основания под нагрузкой [1]. Проблемы, с которыми и по сей день сталкиваются проектные организации, разрабатывающие проектные решения в районах распространения мерзлоты – это недостаточная несущая способность ММГ, распространено ММГ несливающегося типа, островная мерзлота, наличие опасных криогенных процессов, сокращение сроков строительства на ММГ, и другие. Одним из наиболее действенных мероприятий для решения подобных проблем, при использовании ММГ по I принципу, является применение температурной стабилизации грунтов (ТСГ). Зачастую, в неблагоприятных инженерно-геокриологических условиях площадок строительства, а также при необходимом сокращении сроков производства работ, применяются мероприятия ТСГ повышенной производительности с целью сокращения периода промораживания грунтов до приложения проектных нагрузок на конструкции. Впоследствии, по мере понижения температуры грунтов, необходимость в данных мероприятиях постепенно снижается и, в итоге, исключается полностью, но при этом дальнейшее поддержание работоспособности ТСГ требует колоссальных затрат.

В периметре компании Роснефть существуют месторождения, являющиеся первыми промышленными объектами, где были массово применены мероприятия активной ТСГ. На протяжении более десяти лет службы геотехнического мониторинга ведут наблюдение за состоянием геотехнических систем на таких объектах. Согласно данным по динамике изменения температуры грунтов во времени в основании отдельных сооружений на данный момент температура грунтов достигает -15 С°. При этом расчетная температура грунтов составляет -1,5…-0,5 °С. В таких случаях возникает вопрос о необходимости поддержания мероприятий по ТСГ в работоспособном состоянии, а также восстановления эксплуатационной пригодности охлаждающих устройств.

На примере Здания хранения емкостей химреагентов одного из ранее запроектированных объектов был выполнен долгосрочный прогнозный расчет температурного режима грунта в основании эксплуатируемого сооружения и оценена необходимость проведения капитального ремонта ТСГ. Прогноз температурного режима ММГ в основании сооружения выполнен в специализированном программном комплексе Frost 3D Universal.

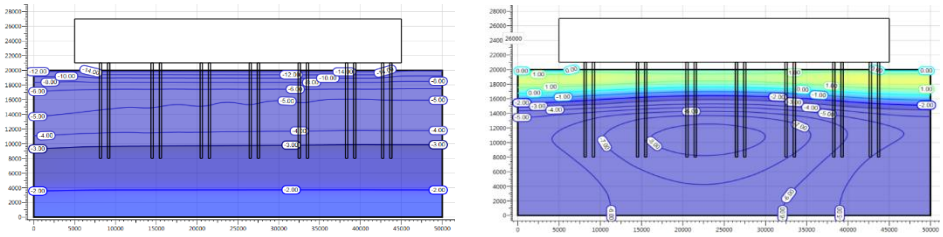
В качестве исходных данных для прогнозного теплотехнического расчета были приняты архитектурно-строительные решения оснований и фундаментов сооружения, материалы ИИ, схемы расположения термометрических скважин, схемы расположения термостабилизаторов и их конструкция, акты тепловизионного обследования и прочие материалы, также предоставленные для настоящей работы. Расчет выполнен в соответствии с данными о климатических условиях, теплофизических характеристиках и температурах грунтов на период проведения инженерных изысканий, а также действующих отчетов службы геотехнического мониторинга с фактическими данными о температурном режиме грунтов, высоте и плотности снежного покрова [2, 3]. Основные параметры, принятые в качестве исходных данных для прогнозного расчета, приведены в таблице 1.

Таблица 1

Параметры для прогнозного расчета

Характеристики	Месяца											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура воздуха, ºС	-29,4	-27,8	-19,4	-12,1	-2,7	8,9	15,1	11,1	4,3	-7,4	-20,9	-26,1
Высота снегового покрова, м	0,64	0,71	0,80	0,84	0,66	0,14	-	-	0,01	0,09	0,29	0,49
Скорость ветра, м/с	2,7	2,6	2,9	3,6	3,7	3,3	2,6	2,3	2,7	3,0	2,8	3,0
Коэффициент теплообмена, Вт/(м^2·°С)	17,4	17,1	18,3	21,2	21,7	20,0	17,1	15,8	17,5	18,7	17,9	18,7

Для определения прогнозных температур грунтов был выполнен теплотехнический расчет на период эксплуатации сооружения, состоящий из двух этапов. Первый этап расчета заключался в определении температурного режима грунтов на период от начала эксплуатации сооружения до настоящего момента (сентябрь 2017 г.) с учетом паспортных характеристик, установленных ТСГ, а также фактической схемы расположения ТСГ, включая частично работающие и неработающие ТСГ (Рис. 1). Целью данной стадии было проверить сходимость результатов с данными замеров температур грунтов, предоставленные для данной работы.



Ноябрь 2011 г. (начало расчета) Сентябрь 2017 г. (текущий период времени)

Рис. 1 Результат прогнозного расчета (этап 1)

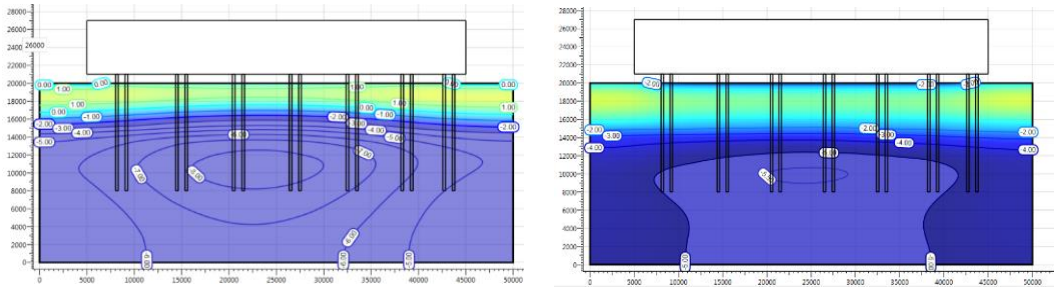
Сопоставив полученные результаты расчета с данными отчетов службы ГТМ можно сделать вывод о достаточно неплохой сходимости результатов, следовательно, полученные данные можно принять для следующего этапа расчета (таблица 2).

Таблица 2

Распределение температур грунтов в основании сооружения на конец 25-го летнего периода (сентябрь 2042 г.)

Глубина, м	ТС2		ТС3		ТС6		ТС7		ТС8		ТС9	
	прогноз	отчет	прогноз	отчет	прогноз	отчет	прогноз	отчет	прогноз	отчет	прогноз	отчет
0	2,38	-	2,00	-	2,75	-	2,75	-	2,78	-	2,76	-
1	2,64	-2,54	2,08	1,83	3,01	-1,23	3,25	-4,03	3,18	-2,88	3,14	-2,29
2	1,18	-3,91	2,60	-0,57	1,81	-2,73	2,25	-8,70	2,11	-4,60	2,04	-3,75
3	-1,0	-5,34	1,29	-2,22	-0,03	-3,92	0,57	-10,1	0,37	-5,75	0,28	-4,99
4	-3,29	-6,20	-0,78	-3,67	-1,98	-4,77	-1,23	-10,9	-1,48	-6,99	-1,59	-6,10
5	-5,35	-7,50	-2,95	-4,93	-3,95	-5,72	-2,85	-12,6	-3,12	-8,51	-3,26	-7,47
6	-7,44	-8,70	-4,83	-5,91	-5,81	-6,45	-4,40	-12,8	-4,75	-9,59	-4,91	-8,42
7	-8,83	-8,99	-6,90	-7,28	-6,68	-7,31	-5,27	-12,7	-5,67	-10,2	-5,85	-9,15
8	-9,33	-9,38	-8,11	-8,23	-7,01	-7,66	-5,61	-11,9	-6,03	-10,4	-6,22	-9,41
9	-9,57	-9,28	-8,50	-8,89	-7,05	-7,85	-5,61	-11,2	-6,03	-10,4	-6,23	-9,54
10	-9,46	-8,80	-8,66	-9,25	-6,00	-	-5,44	-11,1	-5,85	-10,1	-6,05	-9,18
12	-8,78	-	-8,56	-	-6,30	-	-5,04	-	-5,40	-	-5,59	-
14	-8,00	-	-8,01	-	-6,23	-	-4,77	-	-5,07	-	-5,25	-
16	-7,29	-	-7,43	-	-5,97	-	-4,62	-	-4,88	-	-5,04	-
18	-6,85	-	-6,93	-	-5,88	-	-4,55	-	-4,79	-	-4,95	-
20	-6,75	-	-6,59	-	-5,86	-	-4,54	-	-4,77	-	-4,93	-
Te	-7,61	-8,41	-6,93	-6,88	-5,66	-5,66	-4,34	-11,9	-4,71	-9,46	-4,87	-8,47

Целью второго этапа являлось определение температурного режима грунтов на последующие 25 лет эксплуатации сооружения относительно прогноза по этапу один. Расчет производился из условия, что все термостабилизаторы одновременно выйдут из строя в сентябре 2017 года (т.е. без какого-либо влияния ТСГ на грунты), при этом были учтены наихудшие сценарные условия: полный снегозанос проветриваемого подполья (чего в реальности быть не может) и тренд глобального потепления климата (Рис. 2).



Сентябрь 2017 г. (начало расчета) Сентябрь 2042 г. (через 25 лет)

Рис. 2 Результат прогнозного расчета (этап 2)

Анализируя полученные результаты становится очевидным, что на данный момент основание рассматриваемого сооружения уже не нуждается в мероприятиях по температурной стабилизации грунтов, накопленного грунтами природного холода будет достаточно на весь период эксплуатации сооружения. Результаты расчета приведены в таблице 3.

Таблица 3

Распределение температур грунтов в основании сооружения на конец 25-го летнего периода (сентябрь 2042 г.)

Глубина, м	Температура грунтов (°С)					
	ТС2	ТС3	ТС6	ТС7	ТС8	ТС9
0	-3,99	-1,63	-3,84	-3,25	-3,73	-3,73
1	-0,92	0,74	-0,58	0,10	-0,44	-0,44
2	0,38	1,54	0,77	1,31	0,87	0,87
3	0,41	1,16	0,74	1,12	0,81	0,82
4	-0,30	0,16	-0,05	0,20	0,01	0,01
5	-1,40	-1,15	-1,23	-0,96	-1,07	-1,07
6	-2,56	-2,44	-2,55	-2,30	-2,36	-2,35
7	-3,34	-3,21	-3,15	-3,09	-3,15	-3,15
8	-3,64	-3,51	-3,44	-3,52	-3,58	-3,53
9	-3,86	-3,72	-3,64	-3,69	-3,74	-3,72
10	-3,90	-3,77	-3,72	-3,71	-3,76	-3,75
12	-3,81	-3,70	-3,67	-3,65	-3,68	-3,68
14	-3,74	-3,66	-3,62	-3,62	-3,65	-3,64
16	-3,72	-3,67	-3,62	-3,65	-3,66	-3,65
18	-3,73	-3,68	-3,64	-3,67	-3,68	-3,67
20	-3,73	-3,69	-3,64	-3,68	-3,69	-3,68
Te	-2,85	-2,67	-2,68	-2,59	-2,67	-2,65

С целью оценки экономической эффективности были проанализированы затраты на работы по восстановлению антикоррозионного покрытия ТСГ, а также капитальный ремонт вышедших из строя или частично действующих ТСГ. В случаях, когда текущий температурный режим грунтов в основании сооружений в несколько раз ниже значений расчетных температур, установленных проектом, а отсутствие необходимости в мероприятиях ТСГ обосновано теплотехническим расчетом, возможна реализация значительного экономического эффекта в части сокращения затрат на работы по восстановлению ТСГ. На примере Здания хранения емкостей химреагентов экономия составляет более 4,0 млн. руб. за расчетный период (25 лет). Также следует отметить, что аналогичные сооружения присутствуют как на других участках площадки, так и на других площадках рассматриваемого месторождения.

По результатам проделанной работы можно подвести следующие итоги:

1) В рамках проделанной работы на примере Здания хранения емкостей химреагентов площадки ЦПС был рассмотрен подход к снижению операционных затрат на восстановление работоспособности устройств температурной стабилизации грунтов, расположенных в основании эксплуатируемых сооружений.

2) Высокая сходимость результатов прогнозного теплотехнического расчета температурного режима грунтов в основании рассматриваемого сооружения с данными реальных температурных замеров, предоставленных отделом ГТМ, является обоснованием корректности выполненных прогнозных расчетов и рациональности принимаемых решений.

3) Решение задач по оптимизации затрат на восстановление работоспособности термостабилизаторов в период эксплуатации сооружений становится возможным при применении специализированного программного обеспечения.

4) Экономический эффект от сокращения затрат, на примере Здания хранения емкостей химреагентов, за период эксплуатации сооружения составил более 4,0 млн. руб.

Литература

1. СП 25.13330.2012 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88»;
2. СП 131.13330.2012 «Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99»;
3. РСН 67-87 «Инженерные изыскания для строительства. Составление прогноза изменений температурного режима вечномерзлых грунтов численными методами».

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПОЛИМЕРОВ

Малхасян К.А., Попов Д.В., Булатов В.Р.
Научный руководитель - профессор В.Н. Манжай
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сейчас доля извлекаемой нефти из разрабатываемых месторождений во всем мире составляет менее половины от общих разведанных запасов, что является крайне низким показателем. Углеводородная жидкость остается в пласте по двум причинам: а) часть её адсорбирована на поверхности капилляров за счет поверхностных сил адгезии, а другая часть осталась в «мертвых» зонах и не была охвачена первичным заводнением, т.е. обойдена вытесняющим флюидом. Следовательно, ресурсы углеводородного сырья, которые при этом остаются в недрах, в среднем составляют более 50% от начальных геологических запасов. Такие показатели на сегодняшний день считаются слишком низкими, поэтому на месторождениях практически повсеместно применяются различные физико-

химические методы повышения (увеличения) нефтеотдачи (МУН). Поэтому применение новых технологий нефтедобычи [1–2], повышающими МУН, являются в настоящее время актуальной задачей.

Известны различные методы увеличения нефтеотдачи пластов, классификацию которых можно представить следующим образом: тепловые, газовые, гидродинамические и физико-химические. Из разнообразия приведенных методов одним из самых распространенных и эффективных приемом является вытеснение нефти растворами полимеров. В настоящее время метод полимерного заводнения применяют на месторождениях, как с легкой, так и с тяжелой нефтью. Особенностью технологии использования полимеров в нефтедобыче является то, что в воде предварительно растворяют высокомолекулярные полимеры (обычно полиакриламид или природный полисахарид), которые значительно повышают вязкость воды. Вследствие этого уменьшается объёмная скорость её фильтрации в пластах разной проницаемости и за счет этого повышается охват пластов вытесняющим флюидом. Опираясь на формулу Дарси $Q = \left(\frac{k}{\mu}\right) \cdot (\Delta P/L) \cdot \pi R^2$, увеличение вязкости прокачиваемого флюида (μ) ведет к уменьшению величины объёмного расхода (Q) жидкости через пористую среду. Таким образом, изменяя вязкость жидкости, можно варьировать скорость прокачки через неоднородно построенные пласты и тем самым выравнивать фронт вытеснения. Следовательно, закачка вязкого раствора полимера сопровождается дополнительным вытеснением нефти из низкопроницаемых зон. Полимерные технологии в настоящее время широко применяют на нефтяных месторождениях России, Казахстана, Европы, Ближнего Востока, Южной Америки (Венесуэла, Бразилия и другие), Северной Америки (США и Канады). В Китае на месторождении Дацине, на котором дополнительная добыча легкой нефти с вязкостью 0,011 Па·с превысила 12 % при закачке полимерного раствора с более высокой вязкостью 0,04 Па·с. Эта же полимерная технология успешно реализована в Казахстане и в России, и на некоторых нефтяных месторождениях позволила также повысить добычу нефти. Выбор полимера оптимальной физико-химической природы для будущего технологического применения на промысле необходимо проводить с учетом таких параметров, как температуры, проницаемости пласта и минерализация воды. Следующим этапом необходимо провести предварительную сравнительную оценку различных образцов исследуемых полимеров для нахождения наилучшего варианта, учитывая при этом экономическую составляющую, т.е. высокую вязкость раствора при данной концентрации полимера и при наименьшей его стоимости.

В нефтепромысловом деле для полимерного заводнения чаще всего используют водный раствор полиакриламида. Этот полимер (ПАА) имеет очень высокие значения молекулярной массы (M ~ $1 \cdot 10^6$) и длинноцепную структуру – $[CH_2 – CH(CONH_2)]_n$. Необходимо учитывать, что полиакриламид стабилен в водном растворе при температуре до ~100 °С. Но если в воде присутствуют двухвалентные катионы кальция и магния, то возможно частичное выпадение полимеров в осадок и ухудшение вытесняющих свойств полимерных растворов выше [3]. Необходимо также правильно рассчитывать объем оторочки закачиваемого раствора полимера. Экспериментально установлено, что для эффективного вытеснения нефти не менее 20 - 30 % порового объема пласта должно быть заполнено полимерным раствором.

Схема лабораторного стенда представлена на рисунке 1. При проведении экспериментов из ёмкости с полимерным раствором (2) через мерник (3) в параллельные колонки (5) с мелкодисперсным керновым наполнителем насосом (1) закачивают полимерные оторочки [4]. Установка снабжена двумя параллельными колонками с различной проницаемостью, что позволяет имитировать неоднородный коллектор. Основой для моделируемой среды послужили нефть и вода месторождения Z, а также дисперсный керновый материал с размерами частиц в диапазоне 0,5–1,0 мм.

Нами были проведены экспериментальные исследования на лабораторном стенде. Колонки с различной проницаемостью k_1 = 1,0 мкм^2 и k_2 = 3,0 мкм^2 были насыщены маловязкой нефтью. Объёмы наполнения колонок нефтью составили V_1 = 20 см^3 и V_2 = 29 см^3 соответственно. Прокачка через них воды в количестве одного суммарного порового объёма двух колонок ($V_{ПОР.}$= 49 см^3) сопровождалась вытеснением из первой (низкопроницаемой) колонки ~10 % содержащейся в ней нефти (2 см^3), а из второй колонки было вытеснено примерно 70 % нефти (20 см^3) и затем через неё начала фильтроваться практически одна вода (Рис. 2). На начальном этапе эксперимента (до момента прорыва воды) объём вытесненной нефти из высокопроницаемой колонки в десять раз превосходил объём вытесненной нефти из низкопроницаемой колонки, а затем вся нагнетаемая вода начала фильтроваться через вторую (высокопроницаемую) колонку и выход нефти из системы двух колонок заметно уменьшился (Рис. 2). Таким образом, КИН из двух колонок с нагнетанием только воды к этому времени составил [(2+20)/(20+29)]×100% = 45%.

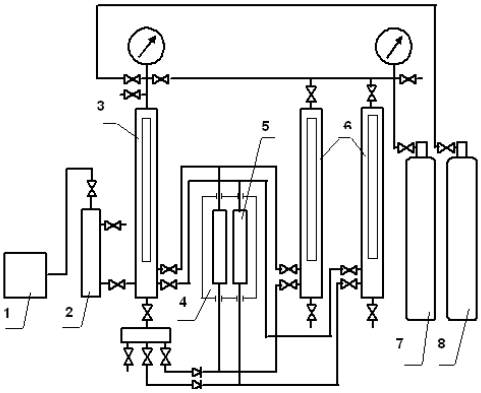


Рис. 1 Лабораторный стенд для определения КИН

Затем, после прокачки одного порового объёма (49 мл), ёмкость 2 установки (Рис. 1) загрузили водный раствор ПАА (0,2 %) и сформировали полимерную оторочку объемом 12 мл, составляющую ~24 % от общего порового объема двух колонок. Вслед за введенной полимерной оторочкой и при продолжении нагнетания воды в количестве ещё одного порового объёма наблюдалось затухание нефтевытеснения из уже обедненной нефтью второй колонки и интенсификация нефтевытеснения из первой (низкопроницаемой) колонки (Рис. 2). После прокачки через систему из параллельных колонок второго объёма воды из низкопроницаемой колонки дополнительно было вытеснено 7 мл нефти, а из высокопроницаемой колонки ещё 3 мл нефти. Следовательно, суммарная нефтеотдача возросла на 20 % и суммарный КИН составил [(9+23)/(20+29)]×100%= 65%.

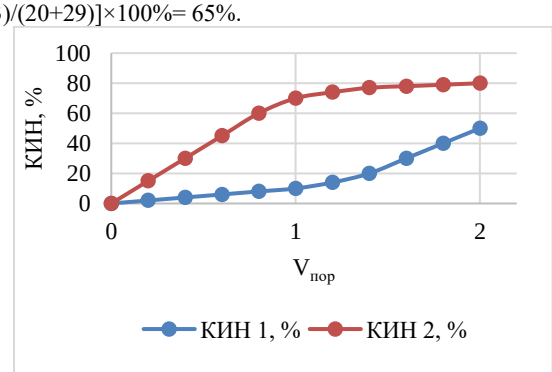


Рис. 2 Зависимость коэффициента извлечения нефти (КИН) от объема прокачанного флюида через две колонки: 1 – КИН 1; 2 – КИН 2

Литература

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. – Новосибирск: Изд-во «Наука», 1995. – 198 с.
2. Манжай В.Н., Поликарпов А.В., Рождественский Е.А. Применение нефтерастворимых полимеров для повышения нефтеотдачи пластов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 328, № 12. С. 29-35.
3. Миловидов К.Н., Колчанова Т.И. Мировая практика применения методов повышения нефтеотдачи // НТЖ «Нефтегазопромысловое дело». – 2002. – № 8. – С. 46 – 48.
4. Шубин А., Шустер М. Химия и нефть. Щелочь-ПАВ-полимерное заводнение – эффективный метод увеличения нефтеотдачи // Приложение к журналу «Сибирская нефть». – 2014. –№ 2/109. – С. 17 – 25.

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ПОДБОРА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Милич Йована, Раупов И.Р.
Научный руководитель - доцент И.Р. Раупов
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петебург, Россия

В настоящее время более половины фонда эксплуатационных скважин в России нуждается в применении технологий водоизоляционных работ (ВИР) [3]. Основными предпосылками проведения ВИР являются переход месторождений на завершающую стадию разработки, и, соответственно, повышение обводненности добываемой продукции [3, 7].

Анализ имеющегося как отечественного, так и зарубежного опыта не позволяет определить универсальный подход к подбору скважин-кандидатов для проведения ВИР. В настоящее время разработано множество методик по подбору скважин-кандидатов, например: экспресс-анализ состояния фонда скважин, диагностика водопритоков графическим методом [1], методами статистического и вероятностного моделирования [2, 5], построение функций ожидания [1, 6], подбор на основе гидродинамического моделирования, подбор скважин-кандидатов по причинам обводненности, комплексный [9] и поэтапный [6] подходы к подбору скважин-кандидатов для проведения ВИР.

Современные методические аспекты повышения эффективности проектирования ВИР предполагают комплексный подход к подбору скважин-кандидатов. Такой подбор состоит из 4 этапов, в течение которых выделяются скважины с избыточной обводненностью, определяются причины обводненности, а также обосновывается и прогнозируется эффективность проведения ВИР на потенциальной скважине-кандидате [9].

Анализ всех известных методик позволяет сделать вывод о том, что в их основу заложены три основных принципа, а именно: сопоставление показателей разработки месторождения, применение граничных условий применения технологий ВИР и выявление причин обводнения [2]. Каждая из вышеперечисленных методик отличается определенными преимуществами и недостатками и выбор одной из них зависит от ряда таких факторов, как количество и качество исходных данных и ресурсов, временные ограничения для подбора скважин-кандидатов.

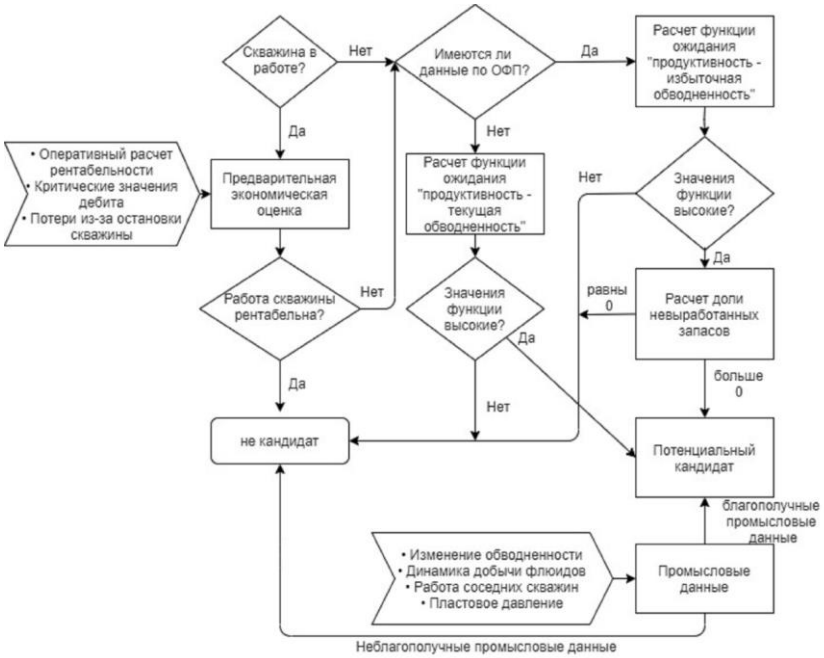


Рис. Первый этап подбора скважин-кандидатов

Отсутствие универсального алгоритма, большие неопределенности и риски при выборе одной из методик свидетельствуют о необходимости создания единого и детального подхода к вопросу подбора скважин-кандидатов для проведения ВИР.

В данной работе предлагается новая комплексная методика подбора скважин-кандидатов для ВИР, состоящая из 4 этапов, при котором первый этап, кроме выделения скважин-кандидатов по техническим параметрам, включает в себя отбор потенциальных скважин-кандидатов путем предварительной экономической оценки (рис. 1). Анализ экономических показателей включает в себя оперативный расчет рентабельности потенциальной скважины-кандидата в текущем периоде, критических значений дебита и потерь из-за остановки скважины.

На втором этапе анализируются основные причины обводнения скважин путем применения как геофизических, гидродинамических, химико- и графоаналитичесих способов [6, 9], так и вероятностно-статистического анализа промысловых данных. Применение методов статистики [4] позволяет с помощью ранее выведенных уравнений регрессии, дискриминантного анализа и диаграмм рассеяния значений определить источники обводнения скважины.

Третий этап предполагает выбор и обоснование технологии ВИР. В настоящее время предложено множество различных подходов, в основе которых заложено принятие решений на основе граничных условий применения той или иной технологии [8]. Правильный выбор и обоснование технологии в зависимости от конкретных геолого-физических и технологических условий - это емкая комплексная задача и заслуживает отдельного внимания, соответственно, не является предметом исследования данной работы.

На последнем этапе предлагаемого алгоритма для оценки технологической эффективности ВИР на потенциальной скважине-кандидате определяется уравнение регрессионного анализа для рассматриваемого участка месторождения. Данный метод позволит на основе ранее проведенных ВИР определить ожидаемый технологический эффект водоизоляционных работ на новых скважинах и является дополнением к стандартным методам прогноза технологической эффективности, таким как «прямой» счет, характеристики вытеснения и метод кривых падения добычи. Применение вероятностно-статистических методов на четвертом этапе позволить более оперативно определить эффективность проведения ВИР.

Таким образом, дифференцирование процесса подбора скважин-кандидатов позволит повысить эффективность проведения ВИР, и в большой степени зависит от качества исходных данных. Дальнейшее совершенствование предлагаемого алгоритма и его автоматизация позволят увеличить технологическую эффективность при уменьшении временных и экономических затрат.

Литература

1. Бейли Б. Диагностика и ограничение водопритоков / Б. Бейли, М. Крабтри, Д. Тайри [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 2001. – С. 44-67.
2. Габдулов Р. Р. Обобщение опыта выбора потенциальных скважин-кандидатов и технологий для проведения ремонтно-изоляционных работ / Р. Р. Габдулов, В. И. Никишов, П.И. Сливка // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть»» – 2009 – №4 – с. 22 – 27
3. Габдрахманов Т.Н. Применение реагентов ООО НПФ «ИнТехСервис» в технологиях для ограничения водопритока в скважины (водоизоляции) // Инженерная практика. Капитальные ремонт скважин. – 2015. – № 08. – URL: http://glavteh.ru/ограничение-водопритока-кремнеземы/

4. Галкин В. И. Исследование вероятностных моделей для прогнозирования эффективности технологии пропантного гидравлического разрыва пласта / В. А. Галкин, А. Н. Колтырин // Записки Горного института – 2020 – т.246 – с.650-659 - DOI: 10.31897/ PMI.2020.6.7
5. Кудряшова Д.А. Использование вероятностно-статистических методов для определения источников обводнения скважин-кандидатов для водоизоляционных работ (на примере Визейского объекта месторождения Пермского края) // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2018. – Т.17, – №1. – С. 26 – 36
6. Лапытов А. Р. Совершенствование методики выбора скважин для проведения водизоляционных работ / А. Р. Латыпов, А. Н. Куликов, А. В. Корнилов, В. И. Никишов, В. А. Стрижнев // Нефтегазовое дело: Разработка нефтегазовых месторождений – 2009 – Т.7, № 2 – С.46-50
7. Милич Й. Применение силикатных полимерных составов для внутрипластовой водоизоляции / Йована Милич, И.Р. Раупов // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) в 7 т.: сборник статей 2018 – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2018 – Т. 2, – С. 30 – 32
8. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: Теория и практика / К.В. Стрижнев. – СПб: Недра, 2010. – 560 с.
9. Якубов Р. Н. Методические аспекты повышения эффективности ремонтно-изоляционных работ / Р.Н. Якубов, В.А. Стрижнев, Л. Е. Ленченкова, А. Г. Телин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов: Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений – 2020 – Т.4 – №126 – С. 50 – 59.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА ПУТЁМ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ

Митрохин Н.С.
Научный руководитель - профессор О.С. Чернова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Заводнение является традиционным и наиболее успешным методом поддержания пластового давления и извлечения нефти из продуктивных пластов. Вместе с этим подходы к оптимизации процесса заводнения продолжают развиваться. Так, частным случаем является изменение минерализации воды в процессе закачки. В данном варианте заводнения продуктивных пластов может наблюдаться изменение равновесия системы пласт/нефть/вода, что в свою очередь может приводить к увеличению нефтеотдачи.

Стоить отметить, что заводнение, в качестве метода увеличения нефтеотдачи, в равной степени применялось и применяется как для терригенных, так и для карбонатных коллекторов. Однако процесс вытеснения нефти водой из гидрофобного (карбонатного) коллектора характеризуется худшими показателями, чем этот же процесс при равных условиях в гидрофильных коллекторах, так как увеличение гидрофибизации приводит к увеличению остаточной нефтенасыщенности. Также важным фактором является то, что во время процесса вытеснения, взаимодействие между закачиваемой водой, карбонатной породой и флюидом становится довольно сложным из-за множества физико-химических реакций и реагирующих компонентов – порода/вода, нефть/реликтовая вода, реликтовая вода/порода [3] (Рис. 1).

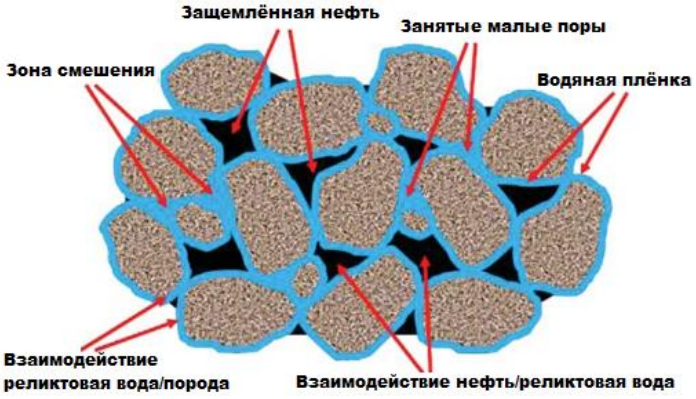


Рис. 1 Распределение взаимодействующих сред в карбонатном коллекторе [3]

Наряду с вышесказанным, месторождения, приуроченные к карбонатным коллекторам, обладают высоким уровнем значимости для мировой нефтегазовой промышленности. Содержание карбонатов от общего числа осадочных пород варьируется от 18 до 20%. В рамках данной работы объектами исследования являются месторождения, приуроченные к югу Волго-Уральской нефтегазовой провинции. К разрезам осадочных чехлов рассматриваемых регионов относится значительное число промышленных залежей нефти и газа, приходящихся как на терригенные, так и на карбонатные пласты-коллекторы. Однако в карбонатных отложениях исследуемых месторождений сосредоточена большая часть от текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) категории АВ1+В2 (Рис. 2), при этом разработка данного типа коллекторов характеризуется недостижением проектного КИН в большей степени, чем в терригенных отложениях.

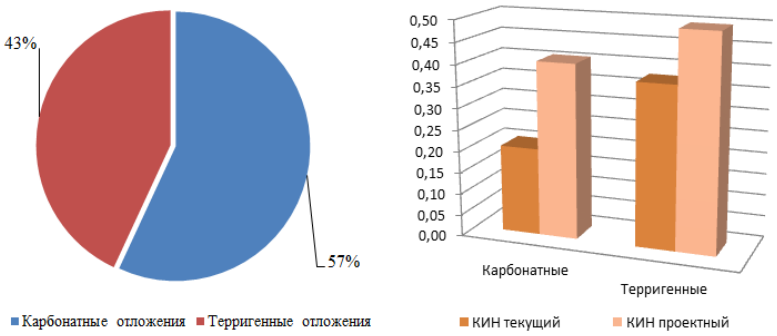


Рис. 2 Распределение текущих извлекаемых запасов и сопоставление КИН по терригенным и карбонатным коллекторам рассматриваемых месторождений

Таким образом, понимание эффектов взаимодействия между компонентами состава закачиваемой воды и элементами поверхности карбонатной породы при заводнении является актуальной задачей в изучении возможностей повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов.

Для карбонатных коллекторов основным процессов при слабоминерализованном заводнении является ионный обмен и изменение смачиваемости. Основными минералами, представляющими карбонатный пласт, являются кальцит и доломит. Как результат, карбонатная порода, из-за присутствия данных ионов (Ca^{2+} и Mg^{2+}), несёт положительный заряд на своей поверхности. В тоже время, заряд карбоксилатных групп, представляющих собой нефтяную фазу, является отрицательным. Связь между отрицательно заряженными карбоксилатными группами и положительно заряженными участками карбонатной поверхности очень сильна [4].

При заводнении слабоминерализованной водой происходит адсорбция ионов $SO4^{2-}$ на поверхности карбонатной породы, что снижает её положительный заряд. Это позволяет сделать предположение, что ионы Ca^{2+} в составе закачиваемой воды смогут адсорбироваться на поверхности породы, способствуя изменению электростатического взаимодействия между породой и остаточной нефтью. Вместе с этим Mg^{2+} способен вытеснять Ca^{2+}, таким образом можно говорить о замещении и в условиях взаимодействия с породой, что, в таком случае, приведет к высвобождению карбоксильных групп с поверхности карбонатной породы, и, как следствие, увеличению нефтеотдачи [1,2] (Рис. 3).

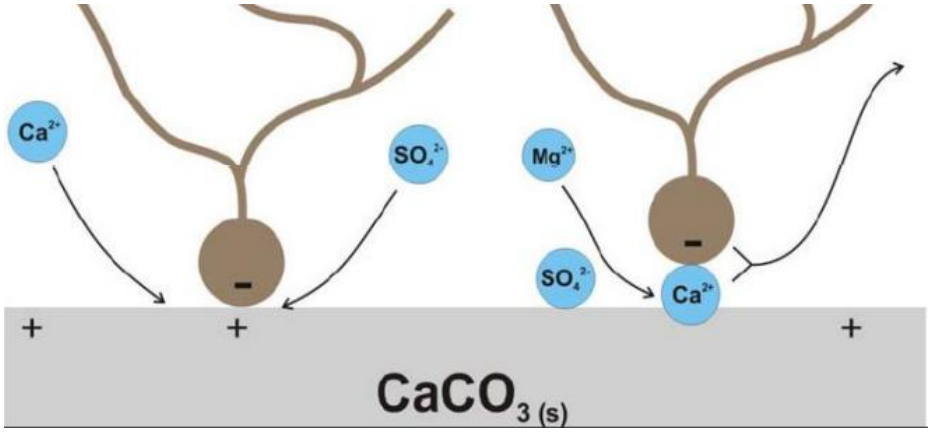


Рис. 3 Схема предполагаемого процесса высвобождения карбоксильных групп нефти при заводнении слабоминерализованной водой карбонатной породы [5]

Мировой опыт применения слабоминерализованного заводнения показал свою эффективность на ряде карбонатных месторождений, что позволяет говорить об актуальности исследования влияния минерализации и ионного состава закачиваемой воды на карбонатных коллекторах южной части Волго-Уральской нефтегазовой провинции.

Литература

1. Ахметгареев, В.В. Анализ эффективности и оптимизация параметров заводнения при разработке карбонатных коллекторов месторождений Татарстана /В.В. Ахметгареев, А.И. Бакиров // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 28 – 29.
2. Ахметгареев, В.В. Результаты лабораторного моделирования закачки низкоминерализованной воды в песчаники и известняки некоторых месторождений Татарстана / В.В. Ахтегареев // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 6. – С. 90 – 93.
3. Aksulu, H. Effect of Core Cleaning Solvents on Wettability Restoration and Oil Recovery by Spontaneous Imbibition in Surface Reactive, Low Permeable Limestone Reservoir Cores. – University of Stavanger, MSc June 2010.

4. Yi Z., Sarma H.K. Improving Waterflood Recovery Efficiency in Carbonate Reservoirs through Salinity Variations and Ionic Exchanges: A Promising Low-Cost «Smart-Waterflood» Approach. – SPE161631-MS, 2012.
5. Zhang P., Tweheyo, M.T., and Austad T. Wettability Alteration and Improved Oil Recovery by Spontaneous Imbibition of Seawater Into Chalk: Impact of the Potential Determining Ions Ca2+, Mg2+, and SO42-. – Colloids and Surfaces A: Physicochem. & Eng, 2007, pp. 199 – 208.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГАЗОСЕПАРАТОРОВ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО СОДЕРЖАНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

Мусинский А.Н., Туркина Ю.Н.
Научный руководитель - доцент Д.И. Шишлянников
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

При добыче нефти с использованием установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) из скважин, характеризующихся высоким содержанием газа в пластовой жидкости, широко применяются центробежные газосепараторы. Данные устройства осуществляют сепарацию свободного газа из перекачиваемого флюида и отвод газа в затрубное пространство скважины [1, 2].

Типовая конструкция газосепаратора центробежного типа включает в себя корпус *1* с узлом ввода 2, внутри которого располагается приводной вал *3* с установленными напорными ступенями 4 (одной или несколькими), кавернообразующее колесо *5* и сепарационные барабаны *6*. Газ и жидкость в таких газосепараторах разделяются под действием центробежных сил, при этом жидкость подаётся через торцевое распределительное устройство *7* на приём центробежного насоса, а свободный газ с частью флюида удаляется в затрубное пространство [1].

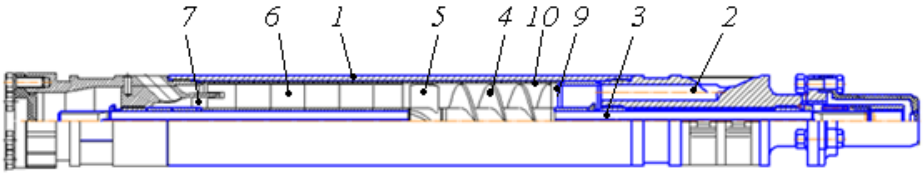


Рис. 1 Газосепаратор центробежный (типовая конструкция)

Общим недостатком сепараторов описанных конструкций является неудовлетворительная надежность в условиях, когда в перекачиваемой скважинной продукции помимо растворенного газа присутствуют частицы механических примесей (кварцевый песок, продукты коррозии и т.п.). При переходе от узла ввода с проточными каналами в виде отверстий круглого сечения, расположенных по одной окружности, к кольцевой полости *9* перед лопастями ротора напорной ступени образуется зона расширения потока. Замедление скорости течения в этой зоне наряду с образованием статического вихря, особенно на подачах, значительно меньших номинальной, приводит к локальному накоплению абразивных частиц и износу корпуса.

Традиционно, проблему перерезания корпусов центробежных газосепараторов (УЭЦН) пытались решать посредством установки внутрь корпуса защитных гильз из легированных сталей высокой твердости, а также из твердосплавных материалов (см. поз. *10*, рис. 1). Указанное существенно удорожало конструкцию газосепараторов, при этом положительный эффект по увеличению наработки устройств и предотвращению аварийных отказов достигался не всегда.

Сотрудниками АО «Новомет-Пермь» разработан ряд технических решений и разработаны перспективные конструкции абразивостойких газосепараторов центробежного типа (рис. 2).

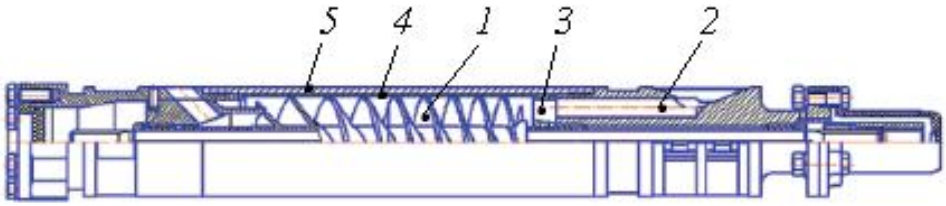


Рис. 2 Абразивостойкий центробежный газосепаратор производства АО «Новомет-Пермь»

В центробежных газосепараторах традиционных конструкций на входе в шнек создается вихревое течение жидкости, которое захватывает абразивные частицы, что обусловливает концентрацию частиц механических примесей в области образования вихря. В газосепараторах АО «Новомет-Пермь» применяются шнеки *1*, согласованные по потоку с узлом ввода *2*. Перед сепарационным шнеком устанавливается входная решетка *3*, представляющая собой неподвижный направляющий аппарат в виде втулки с закрепленными на ней лопастями. Проходное сечение входной решетки на выходе потока заужено, а его площадь не превышает общую площадь поперечного сечения всех отверстий узла ввода *2*. Сепарационный шнек *1* выполнен геликоидальным. Таким образом, абразивные частицы, содержащиеся в перекачиваемом флюиде, при работе газосепаратора прижимаются к лопастям

шнека *1* действием центробежных сил, что существенно снижает интенсивность абразивного износа защитной гильзы *4* и снижает вероятность перерезания корпуса *5*.

Эффективность центробежных газосепараторов, разработанных АО «Новомет-Пермь», подтверждена в ходе проведения промысловых испытаний на месторождениях Западной Сибири. По результатам анализа данных эксплуатационного контроля 72-х УЭЦН (Таблица 1), оснащенных центробежными газосепараторами 5 габарита сделан вывод о том, что основными причинами аварийных отказов установок были солеотложения, износ и засорение рабочих ступеней погружных центробежных насосов механическими примесями [2, 3]. Случаев отказа УЭЦН по причине гидроабразивного разрушения газосепараторов не зафиксировано.

Таблица 1

Результаты промысловых испытаний УЭЦН 5 габарита, оснащенных абразивостойкими газосепараторами производства АО «Новомет-Пермь»

Газовый фактор, $м^3/т$	Вязкость жидкости, сПз	КВЧ, г/л	Число УЭЦН, шт.	Число отказов УЭЦН, шт.	Средняя наработка УЭЦН на отказ, сут.	Причины отказов
До 50	0,51…2,53	до 1,9	13	10	415	Солеотложения, износ рабочих ступеней ЭЦН
50…100	0,51…2,53	до 1,0	108	36	323	Засорение рабочих ступеней ЭЦН
Более 100	0,52…1,54	до 1,8	21	17	233	Солеотложения, износ рабочих ступеней ЭЦН

Сравнение газосепараторов типовых конструкций с абразивостойкими газосепараторами производства АО «Новомет-Пермь» выполнено при проведении стендовых испытаний при перекачке газожидкостной смеси, с КВЧ абразивных примесей 10 г/л. По результатам испытаний определено, что защитные гильзы газосепараторов традиционной конструкции изнашиваются в 2…2,5 раза интенсивней по сравнению с изделиями АО «Новомет-Пермь» (рис. 3). Разработанные устройства обеспечили устойчивую работу секций электроцентробежных насосов при высоком газосодержании перекачиваемой жидкости (свыше 80 %).

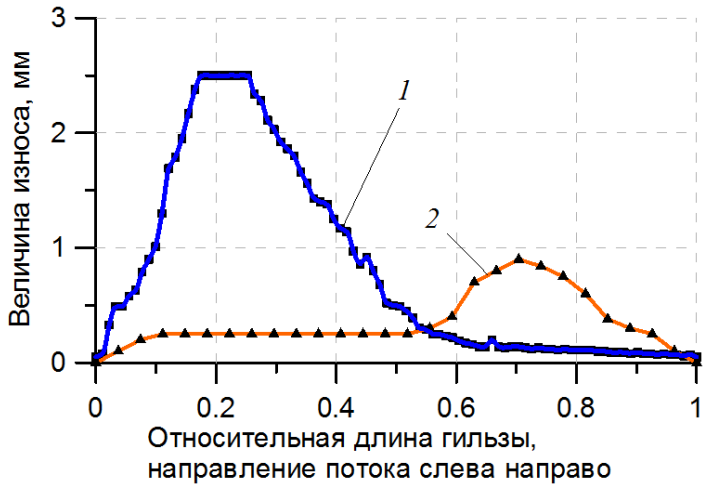


Рис. 3 Износ защитной гильзы газосепаратора при проведении испытаний на газожидкостной смеси с высоким содержанием абразивных частиц: 1. Газосепаратор типовой конструкции; 2. Абразивостойкий газосепаратор производства АО «Новомет-Пермь»

Таким образом, увеличение наработки и высокая эффективность использования перспективных абразивостойких газосепараторов производства АО «Новомет-Пермь» по сравнению с аналогами подтверждены в ходе лабораторных и промысловых испытаний.

Литература

1. Деньгаев А.В., Дроздов А.Н., Вербицкий В.С., Маркелов Д.В. Анализ работы центробежных газосепараторов в ОАО «Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №2. – С. 86 – 89.
2. Островский В.Г., Перельман М.О., Пещеренко С.Н. Механизм гидроабразивного разрушения погружных газосепараторов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №5. – С. 100 – 102.
3. Мусинский А.Н., Пещеренко С.Н. Новые абразивостойкие газосепараторы и газостабилизаторы // Актуальные проблемы повышения эффективности и безопасности эксплуатации горношахтного и нефтепромыслового оборудования. – 2016. – № 1. – С. 98 – 102.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ИЗМЕНЕНИЯ ГАЗОВОГО ФАКТОРА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

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

Непрогнозированное увеличение газового фактора может быть вестником таких неприятных явлений, как внутрипластовое разгазирование или прорыв газа из газовой шапки. В любом случае избыточное количество свободного газа на забое скважины при механизированном способе добычи является осложняющим фактором разработки месторождения. Прорыв газа из газонасыщенной части пласта, конусообразование в околоскважинном пространстве и внедрение нефти в газовую шапку основные из осложнений при эксплуатации сложнопостроенных месторождений, вызывающие резкий рост газового фактора. Под сложнопостроенными понимаются такие месторождения, где имеется совместное залегание в продуктивной части пласта нефти, газа, газового конденсата и воды, имеющие резко различающиеся физико-химические свойства. Наличие гидродинамической связи нефтяной части залежи с газовой или газоконденсатной приводит к деформации поверхности раздела двух фаз. Большой риск быстрого образования конуса газа имеют залежи с малой литологической неоднородностью по причине отсутствия или малой мощности естественного непроницаемого экрана (глинистой перемычки) на пути миграции газа из газовой части продуктивного пласта к забоям добывающих скважин. Неблагоприятным условием разработки двухфазных залежей является протяженная газонефтяная зона, так как радиус конуса газа напрямую зависит от площади контакта газовой и нефтяной части продуктивного пласта: чем больше контакт, тем большее распространение получает газовый конус. Обеспечение длительного периода времени оптимальной безгазовой добычи нефти является одним из целей разработки нефтегазоконденсатных, газонефтяных и нефтегазовых месторождений.

Проблема увеличения добычи «прорывного» газа отмечена на многих месторождения Западной Сибири. Ярким примером служит Лянторское нефтегазоконденсатное месторождении, где основной причиной консервации скважин является высокое значение газового фактора. Стоит отметить, что застой отмечен в скважинах, пробуренных в литологически однородных пластах. Лянторское месторождение характеризуется малой нефтенасыщенной толщиной продуктивного горизонта, которая ограничена сверху газовой шапкой, а снизу подошвенной водой. Высота газовой шапки достигает до 56 м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 7 м, особенностью месторождения является большая распространённость газонефтяного контакта из-за малых углов падения пласта на протяженном участке месторождения [1]. Малая литологическая неоднородность, т.е отсутствие естественного непроницаемого экрана на границе раздела «газ-нефть», и большая площадь газонефтяного контакта стали благоприятными условиями для образования конуса газа.

Причиной конусообразования в начальный период времени разработки является отсутствие практической значимости анализа промысловых данных о геологическом строении месторождения. Высокий темп добычи нефти привел к деформации поверхности газонефтяного контакта, интенсивный отбор флюида сопровождался одновременной миграцией пластовой нефти в газовую шапку, что привело к увеличению объема остаточной нефти. Малая вертикальная анизотропия коллектора привела к быстрому формированию конуса газа. В результате произошел мгновенный рост газового фактора, что привело к консервации скважин из-за повышенной загазованности. Перечисленные особенности, связанные с прорывом газа, в условиях сложного геологического строения Лянторского месторождения актуализировали применение технологии изоляции газопритока для обеспечения безгазовой добычи нефти.

Обеспечивается это путем увеличения анизотропии пласта, т.е путем создания искусственного изоляционного непроницаемого для газа экрана (рисунок 1). Механизм образования экрана осуществляется путем закачки изолирующего материала в загазованные интервалы пласта и закупоривание пор по которым происходит фильтрация газа. Непроницаемый экран создает преграждение на пути миграции газа в нефтенасыщенную толщу, а также изолирует от зоны дренирования загазованные интервалы продуктивного горизонта. Важно равномерно распределить газоизолирующую композицию для обеспечения полного охвата загазованной части продуктивного пласта образовавшейся оторочкой. В зависимости от обеспечения наиболее полного охвата изолирующим экраном загазованных интервалов и определения их местоположения и толщины в продуктивном горизонте будет зависеть успешность применения газоизоляционной технологии.

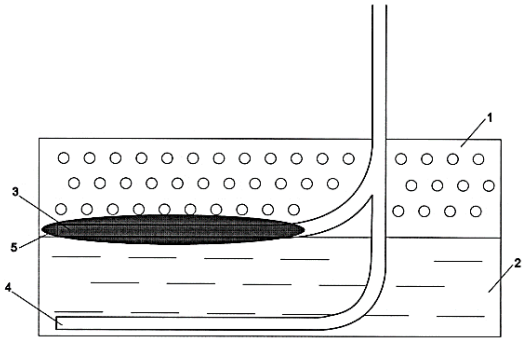


Рис. Схема установки газоизоляционного экрана: 1 - газовая часть пласта; 2 - нефтяная часть пласта; 3 - вспомогательный горизонтальный ствол; 4 - основной горизонтальный ствол; 5 - непроницаемый барьер

Главной задачей опытно-промышленных работ по изоляции газопритока является выбор газоизолирующего материала с учетом всех геолого-промысловых характеристик для каждого месторождения. Для успешности технологии изоляции газопритока стоит обеспечить совместимость изолирующегося материала с горной породой.

В практике известен способ изоляции и предупреждения конусообразования на уровне контакта жидкой и газовой фазы, основной идей которого было поочерёдное закачивание в пласт сначала сжиженные углеводородные газы, а затем загущенную добавками от 0,01 до 0,50% нефтерастворимыми веществами (полутвёрдый полиэтилен) пластовую нефть. Недостатком метода является малое распространение искусственного экрана. Таким же недостатком обладает метод, где непроницаемый экран создается путем закупоривания пор пласта пластическими наполнителями малого диаметра.

Больший эффект производили ремонтно-изоляционные работы, где изолирующими материалами выступали вязкоупругие составы (ВУС) на основе высокомолекулярных водорастворимых полимеров. Данные составы применимы в пластовых условиях в широком диапазоне температур, где они вступают в реакцию гидролитической поликонденсации с образованием геля элементоорганических полимеров, которые селективно закупоривают поры горной породы. Данный изолирующий композит и был опробован на Лянторском месторождении, где положительный результат был достигнут на 45% загазованных скважин.

Опробования в процессе опытно-промыслового испытания прошли полифункциональные кремнийорганические соединения, водорастворимые тампонажные составы (ВТС-1, ВТС-2) на основе гликолевых эфиров кремнийорганических соединений, вязкоупругие и гелеобразующие составы (ВУС, ГОС) на основе высокомолекулярных водорастворимых полимеров, алкилсиликонаты натрия (ГКЖ-10, ГКЖ-11), цементная композиция [2]. Положительные результаты в 75% случаев показали себя композиции водорастворимого тампонажного состава (ВТС-1, ВТС-2) на основе гликолевых эфиров, 65% были достигнуты вязкоупругими составами (ВУС) [2].

Успешность данных составов объясняется их избирательным воздействием на загазованные участки продуктивного горизонта путем сдерживания молекул полимеров в пористой среде из-за образования вязкоупругой структуры, а также их большой адгезионной способности (достигалось сцепление закачиваемого агента с горной породой).

Процесс образования искусственного экрана осуществляется путем поочередного закачивания в скважины сначала пластовой воды объемом на порядок выше планируемого объема, закачиваемого водорастворимого тапомнажного состава (от 2 до 8 м^3), в данном случае происходит образование кристаллогидратов при контакте «газ-вода» и водонефтяной эмульсии на уровне раздела «газ-нефть» [2]. Испытания проводились на скважинах-кандидатах, простаивающих из-за высокого газового фактора, где добычи нефти была малорентабельна. Отдельные испытания показали провальные результаты, которые объясняются недостаточным объемом закачки изолирующего материала, вследствие чего непроницаемый экран создавался только в призабойной зоне и с малой толщиной отчего не полностью ликвидировал пути миграции прорывного газа. Средние показатели безгазовой добычи составляли в среднем около 20 дней, когда как газоизолирующий эффект от скважины к скважине варьировался от 7 дней до 3 месяцев.

Причиной довольно низких периодов безгазовой добычи является деструкция созданного экрана. Быстрое разрушение изоляционного экрана происходит из-за несоответствия изолирующего материала геологическим характеристикам и термобарическим условиям месторождения.

Таким образом, борьба с высокими значениями газового фактора в условиях сложного геологического строения месторождения требует комплексного подхода. Для предупреждения прорывов газа в добывающие нефтяные скважины актуальной задачей разработки является применение технологии изоляции газопритока. Создание искусственного экрана на границе раздела двух фаз обеспечит оптимальные условия эксплуатации месторождения. Для успешного создания и сохранения газоизолирующего экрана необходимо подобрать рецептуру изолирующего агента с учетом геологических и термобарических условий месторождения. В свою очередь также нужно иметь четкое представление о местоположении и толщине загазованных интервалов и знать геологическое строение залежи, положение и форму газонефтяного контакта, и площадь газонефтяной поверхности.

Литература

1. Сивков Ю. В., Краснов И. И., Самуйлова Л. В. и др. Изучение механизма прорыва газа в скважины, эксплуатирующие нефтяную залежь Лянторского месторождения//Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9, – № 4. – С. – 32.
2. Изоляционные технологии ограничения газопритоков в нефтяных скважинах месторождений Западной Сибири / Л.А. Томская [и др.] // Вестник Северо-Восточного Федерального Университета им. М.К. Аммосова. – 2016. – Т.53, – №3. – С. 50 – 60.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТАМИ

Нурсалиева А.А.
Научный руководитель - доцент А.В. Никульчиков
Национальный исследовательский Томский Политехнический университет, г. Томск, Россия

Образование газовых гидратов является одной из основных проблем при добыче, хранении и транспортировке газа. При образовании гидратов происходит закупоривание скважин, трубопроводов, сепараторов, нарушение работ стабилизирующих и замерных устройств, которые приводят к снижению уровня добычи газа. Актуальность проблемы предупреждения образования гидратов в системах сбора и промысловой подготовки газа возрастает с увеличением масштабов добычи газа и вводом новых месторождений в районах Крайнего Севера.

Целью данной статьи является анализ основных методов борьбы с газовыми гидратами.

Газовые гидраты представляют собой твердые кристаллические соединения из молекул воды и природного газа с низкой молекулярной массой. Благоприятными условиями для формирования газогидратов являются низкие температуры и высокое давление. Процесс образования гидратов, начинается после преодоления точки равновесия, которая имеет разное значение для различных газов, представленные на рисунке.

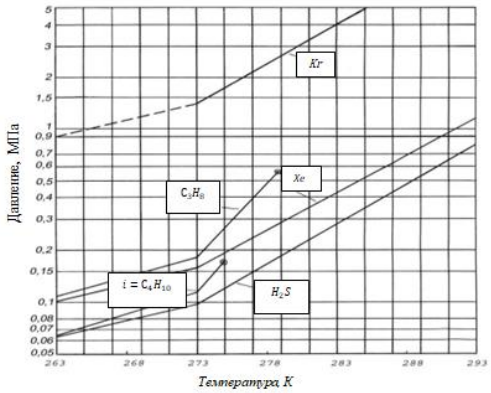


Рис. 1 Температуры и давления гидратообразования для различных газов

Существуют следующие методы борьбы с газовыми гидратами:

- Тепловой метод;
- Метод понижения давления;
- Химический метод.

В тепловом методе на участке, где образовалась гидратная пробка, с помощью электронагревателей повышают температуру выше равновесного значения. На промысле для подогрева трубопровода используют горячую воду или пар. По результатам исследований было установлено, что для быстрого разложения ледяной пробки необходимо увеличить температуру в месте контакта металла с гидратом до 40 ˚С.

При понижении давления ниже равновесного газовые гидраты начинают разлагаться, так как нарушается их устойчивое состояние. При температуре ниже 0˚С метод понижения давления считается неэффективным, так как по причине разложения гидратов образуется вода и впоследствии образуется ледяная пробка. В этом случае применяют комбинированный метод с вводом ингибиторов в трубопровод. Ингибитор и количество ингибитора должно быть подобрано таким образом, чтобы не происходило замерзание раствора при данной температуре [1].

Среди методов борьбы с газовыми гидратами самым эффективным считается химический метод. Химический метод борьбы с гидратными образованиями основан на использовании ингибиторов. Действие ингибиторов направлено на изменение структурных параметров воды и равновесных условий гидратообразования.

При выборе ингибитора следует учитывать основные факторы, которые представлены ниже:

- [illegible]
- [illegible] промысловой и заводской обработки газа на разбираемом месторождении, вероятностей использования [illegible]
- совместимость ингибитора с пластовой минерализованной водой и с другими реагентами;
- коррозионная активность главного реагента, входящего в состав ингибитора гидратов;
- вероятность ограничения [illegible] производства ингибитора вблизи месторождения с применением компонентов природного газа в качестве сырья;
- [illegible] показатели с учетом дополнительных затрат на хранение реагентов, создания резервных запасов и утилизации промышленных стоков;
- особенности приготовления ингибитора нужного состава и его рассредоточение по точкам ввода, трудности, появляющиеся при автоматизации процесса ингибирования;
- класс токсичности и следование мерам безопасности;

- вероятность и целесообразность восстановления отработанных растворов ингибиторов и выбор наилучшей технологии регенерации;
- пути утилизации отработанных растворов ингибиторов, которые невозможно регенерировать, с целью соблюдения требований охраны окружающей среды [2].

Для предотвращения образования гидратов в основном применяют классические ингибиторы термодинамического действия, такие как метанол и гликоли. Механизм действия ингибиторов гидратообразования термодинамического действия заключается в снижении активности воды в водном растворе и, как следствие, в изменении равновесных условий образования гидратов.

Однако в конце прошлого века были разработаны новые ингибиторы гидратообразования кинетического действия, та кие как СОНГИД-1801А, стереоспецифичный сополимер поли- N-винилпирролидона и полиапро лактама, представляющие со бой водорастворимые поли меры, которые содержат в своей структуре атомы азота и кисло рода. Такие ингибиторы гидратообразования блокируют центр кристаллизации полимерной молекулой, тем самым предотвращая формирование кристаллов в гидрате [3].

Основным преимуществом ингибиторов кинетического типа стала дозировка, которая относительно ни же дозировок термодинамических ингибиторов, что позволяет существенно снизить операционные затраты. Кинетические ингибиторы гидратообразования также относятся к категории «экологичных», что снижает риски при транспортировке, хранении и приме нении. В связи с перечисленными преимуществами в последнее десятилетие эти ингибиторы набирают все большую популярность у добывающих компаний при выборе методов борьбы с гидратообразованием.

Итак, в данной статье были проанализированы основные методы борьбы с газовыми гидратами в системах добычи, подготовки и транспортировки. Было выяснено, что самым эффективным методом является химический метод, а именно использование ингибиторов гидратообразования кинетического типа. Эти ингибиторы за счет низкой дозировки могут привести к существенной экономии средств не только из-за относительно низкой стоимости, но также из-за размеров оборудования для впрыскивания, перекачки и хранения.

Литература

1. Акрамов Т.Ф. К вопросу о методах борьбы с гидратообразованием (на примере Уренгойского месторождения) / Т.Ф. Акрамов, Н.Р. Яркеева //Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – №1. – С.37 – 44.
2. Тогашева А.Р. Газонефтепроводы: учебное пособие для ВУЗов. Актау: 2011 – 123 с.
3. Фаресов А.В. Исследования эффективности ингибиторов гидратообразования кинетического типа / А.В.Фаресов, А.И Пономарев // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 4. – 86 – 95.

ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СКВАЖИННОГО КЛАПАНА-ОТСЕКАТЕЛЯ ПЕРЕД ТРАДИЦИОННЫМИ МЕТОДАМИ ГЛУШЕНИЯ

Окунев А.В., Бондаренко А.В., Кузьмин М.И.
Научный руководитель - доцент Д.В. Мардашов
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

С каждым годом наблюдается тенденция постепенного увеличения спроса на углеводородное сырье. Значительная часть существующих месторождений России находится на последней стадии разработки, когда доля нефти в общем объеме добываемого пластового флюида составляет доли процентов. При этом открытие новых нефтяных месторождений зачастую связано с разработкой трудноизвлекаемых запасов, которая предполагает значительные затраты на применение передовых технологий для поддержания требуемого уровня добычи нефти. Вследствие этого, становится неоспоримой актуальность вопроса об осуществлении рациональной разработки имеющихся запасов углеводородов.

Одной из основных проблем в современной нефтедобывающей промышленности является сохранение естественных фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов. От этого во многом зависит возможность осуществления более полной выработки запасов углеводородов [2]. Однако в процессе эксплуатации скважин требуется периодическое проведение различного рода подземных ремонтных работ. Одной из подготовительных операций перед проведение капитального и текущего ремонта скважин является глушение скважин, которое в большинстве случаев представляет собой замещение скважинной жидкости на закачиваемую технологическую жидкость (ТЖ) [3].

Всё многообразие используемых при глушении скважин ТЖ можно условно разделить на три основные группы (Рис. 1) [6-8].

Рис. 1 Основные типы жидкостей глушения скважин

Согласно проведенному литературному обзору, исследования, заключающиеся в разработке новых технологий глушения скважин для требуемых условий их применения, ведутся в трех основных направлениях:

– разработка жидкостей глушения, обеспечивающих требуемое давление на забое и сохранение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП);

– разработка блокирующих составов, обеспечивающих предотвращение прорыва газа и поглощения жидкости глушения с целью сохранение фильтрационных характеристик ПЗП;

– разработка технических устройств, позволяющих проводить подземный ремонт скважин без глушения скважины [6].

К сожалению, традиционные методы глушения скважин, применяемые на подавляющем большинстве разрабатываемых месторождений, оказывают существенное негативное воздействие на породы-коллекторы, снижая их продуктивность. Используемые сегодня жидкости для глушения скважин не всегда обеспечивают надежное блокирование ПЗП, особенно в условиях высокого газового фактора, аномально низкого пластового давления, повышенной естественной и искусственной (вследствие гидравлического разрыва пласта) трещиноватости, высокой расчлененности пласта и т.д. [7, 8]. Нарушение технологического регламента работ, а также несоответствие свойств жидкости глушения заявленным условиям применения может привести к прорыву газа, значительным поглощениям жидкости продуктивным пластом, ухудшая его фильтрационные характеристики, и создавая проблемы для проведения ремонта скважин. При этом требуются значительные затраты средств и времени на освоение и вывод скважины на режим [3, 4].

Кроме того, к негативным последствиям нарушения требований, предъявляемым к жидкостям глушения, что в итоге приводит к разному роду осложнениям в процессе глушения, освоения и вывода скважин на режим эксплуатации, также относят [8]:

- набухание глинистых минералов, присутствующих в составе пород продуктивного пласта;
- возникновение стабильных водонефтяных эмульсий;
- кольматация порового пространства пород твердыми частицами технологической жидкости и продуктами коррозии;
- возникновение малорастворимых осадков при изменении термобарических условий в пласте;
- снижение проницаемости ПЗП по нефти в результате гидрофилизации порового пространства пород;
- образование застойных водонефтяных зон при проявлении эффекта Жамена и др.

Альтернативой традиционному методу глушению скважин является применение забойных клапанов-отсекателей для проведения подземного ремонта. Данные клапаны-отсекатели зарекомендовали себя в качестве более эффективной технологии, которая позволяет:

- исключить попадание жидкости глушения в продуктивный пласт;
- проводить ремонт и замену скважинного оборудования без глушения скважины;
- снизить затраты на ремонт скважины за счет сокращения времени на глушение, освоение и вывод скважины на режим;
- снизить расходы на приготовление, транспортировку и закачку за счет уменьшения требуемого количества технологической жидкости;
- сократить потери нефти, связанные с ухудшением фильтрационных характеристик ПЗП при глушении скважины;
- предотвратить возможные нефтегазоводопроявления и открытые фонтанирования [1].

Несмотря на заявленные преимущества рассматриваемой технологии, применение забойных клапанов-отсекателей имеет ряд недостатков, выявленных при практическом опробовании существующих разработок [5]:

- необходимость использования технологической жидкости, закачиваемой с устья скважины для активации клапана-отсекателя;
- невозможность автоматического перекрытия продуктивного пласта;
- невозможность обеспечения доступа к забою оборудования для проведения геофизических исследований и обработки призабойной зоны пласта.

Существуют различные модели комплексов защиты пласта, однако для всех из них характерна некоторая схожесть конструкции. Так, для герметизации кольцевого пространства и установки оборудования в заданном интервале скважины применяются пакерные установки. Также в составе любого комплекса защиты пласта имеется непосредственно сам клапан-отсекатель, предназначенный для разобщения надпакерной и пакерной зоны.

В данной работе предлагается разработанный авторами скважинный клапан-отсекатель для проведения подземного ремонта скважин. Представленная модель позволяет исключить выявленные недостатки существующих разработок за счет использования специального толкательного механизма, активирующего клапанный узел по команде, подаваемой со станции управления, и приводимого в действие погружным электродвигателем центробежного насоса, а также за счет применения двух клапанов и стингера, имеющего верхний и нижний интервалы перфорации, которые осуществляют сообщение между подпакерной и надпакерной зонами для обеспечения движения пластовых флюидов от забоя к устью скважины.

Данное исполнение устройства забойного клапана-отсекателя сохраняет продуктивность пласта при проведении подземного ремонта скважин за счет конструктивного исполнения клапанного узла нажимного действия и запорного элемента пакерной компоновки, позволяющих надежно изолировать подпакерное и надпакерное пространства.

Таким образом, предложенная конструкция позволяет решить ряд наиболее актуальных на сегодняшний день проблем существующих технологий применения скважинных клапанов-отсекателей. А именно, обеспечение возможностей управляемого отключения продуктивной части пласта, беспрепятственного проведения извлечения и ремонта подземного оборудования, а также доступа технических средств к забою эксплуатируемой скважины, исключая вредное влияние технологических жидкостей на продуктивный пласт.

Литература

1. Асфандриянов Х.А., Максутов Р.А. Нефтегазопроявления и открытые фонтаны при эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1986. − 231 с.
2. Барышников А.А., Паклинов Н.М. Управление продуктивностью скважин. − Тюмень: Издательский центр БИК ТюмГНГУ, 2015. – 16 с.
3. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 543 с.
4. Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Ягафаров А.К. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие. − Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.
5. Кучурин А.Е., Кибирев Е.А., Кунакова А.М. Испытания клапанов-отсекателей для защиты продуктивных пластов от жидкостей глушения при смене установки электроцентробежных насосов на месторождениях ПАО «Газпром нефть» // PROнефть. – 2019. - № 1. – С. 46-51.
6. Петров Н.А. Эмульсионные растворы в нефтегазовых процессах. − М.: Химия, 2008. – 440 с.
7. Рябоконь С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. – Краснодар, 2009. – 337 с.
8. Токунов В.И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. − М.: Недра, 2004. – 711 с.

СЕДИМЕНТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ЮIIIТ АКШАБУЛАКСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, КАК ОСНОВА ДЛЯ АДАПТАЦИИ ЕГО РАЗРАБОТКИ

Омаров А.К.

Научный руководитель - профессор В.Б. Белозеров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объективность построения геологических, гидродинамических моделей продуктивных резервуаров и последующая их адаптация к процессам разработки во много зависит от представлений на особенности условий формирования коллектора и правильном подборе его априорной седиментационной модели.

Вследствие этого, седиментационный анализ является одним из главных методов определений фациальной обстановок формирования нефтегазоносных резервуаров. Выполняется он на основе детального анализа отобранного в скважинах кернового материала, включающего анализ осадочных текстур, аутигенных минералов, органические остатков, гранулометрических и петрографических данных [1]. Комплексные исследования, проведённые в скважинах, позволяют не только объяснить территориальную взаимосвязь обстановок осадконакопления, выявленных бурением, но и способствует на основе подобранной априорной седиментационной модели прогнозу пространственного развития фаций, ещё не освещённых данными бурения.

С целью возможностей использования седиментационной модели продуктивного резервуара в процессах разработки, был проведен фациальный анализ нефтеносного пласта ЮIIIт на месторождение “Акшабулак” расположенного в Кызылординской области, Республики Казахстан. Продуктивный пласт залегает непосредственно на образованиях фундамента и представлен грубозернистыми разностями с включением обломков кварца различной степени окатанности. Пласт по разрезу обладает дифференцированной характеристикой фильтрационно-емкостных свойств, проницаемость которого при значениях пористости от 16 до 18% может изменяется от 10 млД до 10 дарси и более. Макроскопический анализ кернового материала свидетельствует о бессистемном распределении агрегатов кварца по разрезу пласта, что свидетельствует о его транспортировки совместно с более тонкозернистыми разностями. Такой механизм перемещения характерен для потоковых фаций с переменным гидродинамическим режимом седиментации, что свойственно осадкам многорусловых рек и пролювиально-аллювиальным отложениям конусов выноса. Гранулометрические исследования проведённые на основе диаграммы Пассеги, свидетельствуют, что

основная масса определений соответствует фациальной обстановки активного заполнения русла, однако отмечаются определения свойственные отложениям илистых стоков характерных для пролювиально-аллювиальных конусов выноса [2].

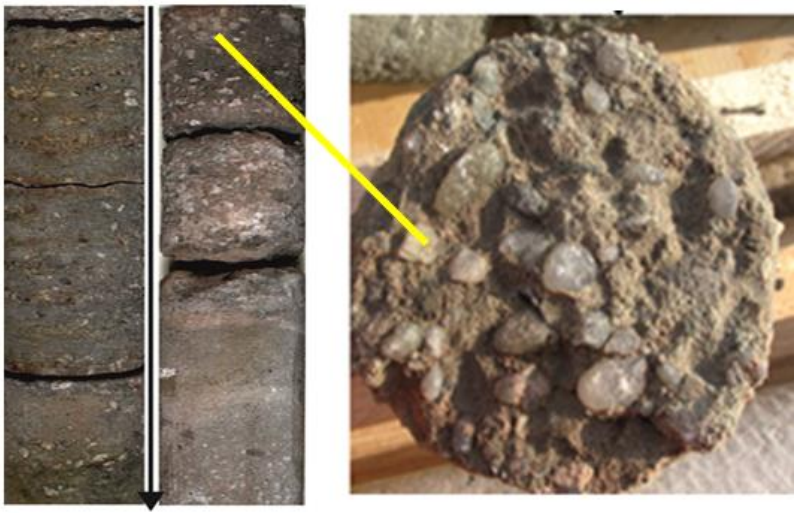


Рис. 1 Образец керна с месторождения Акшабулак

Интересные результаты по особенностям строения пласта ЮIIIт получены в результате интерпретации в 2005 году материалов сейсморазведки 3Д 2001 года. На карте акустического импеданса (рис. 2А), который по определению имеет корреляционную связь с пористостью коллектора, для пласта ЮIIIт отмечается полосовидная система пониженных и повышенных значений этого параметра в пределах Акшабулакской площади. Наблюдаемая ориентировка полосовидных зон, вероятно, отображает пространственное распределение потоков, ответственных за транспортировку обломочного материала. Концептуальная седименационная модель пласта ЮIIIт представлена на рисунке 2В. В соответствии с существующими представлениями на формирование пролювиально-аллювиальных конусов выноса при выходе потока на предгорную равнину его скорость резко падает и влекомые потоком осадки разгружаются в виде конуса выноса, который имеет в плане веерообразную форму (рис.2Б). По фильтрационно-емкостным характеристикам выделяют конуса выноса двух типов свойственных вязким и жидким потокам. Вязкий селевый поток из-за своих особых свойств при выходе на равнину довольно быстро начинает осаждать несортированные и неокатанные обломки в песчаном матриксе, что предопределяет низкие коллекторские свойства осадка. Жидкий русловый поток отличается от предыдущего тем, что русла имеют прямую вытянутую форму, где разнозернистая масса обломков перемещается все дальше и дальше, принимая грубую сортировку. Следовательно, градация обломочного материала в конусе выноса будет изменяться от грубо сортированных отложений, таких как глыбы и щебень (на вершине конуса) до алевритово-глинистых отложений у подножия. Слабую окатанность приобретают только обломки жидких русловых потоков. При этом высокая степень «промытости» стоковыми водами осадочного материала жидкого потока предопределяет его высокие фильтрационные характеристики. Рассмотренный выше фактический материал (слабая окатанность материала, грубая сортировка отложений, значительные фильтрационно-емкостные свойства осадка, прямолинейность русловых систем по данным сейсморазведки) свидетельствует о формировании пласта ЮIIIт в условиях жидкого руслового потока [2].

Седиментационная модель жидкого конуса выноса – это многоуровневое распределение в объёме пласта субпрямолинейной системы каналов высокой проницаемости спародически связанных друг с другом в разрезе и по площади. Признаки седиментационной модели конуса выноса:

- Близкая к прямолинейной ориентировка русловых систем по данным акустического импеданса;
- Грубая сортировка терригенного материала;
- Слабая окатанность обломков;
- Наличие определений илистых стоков по данным генетической диаграммы Пассеги;
- Высокие коллекторские свойства пласта.

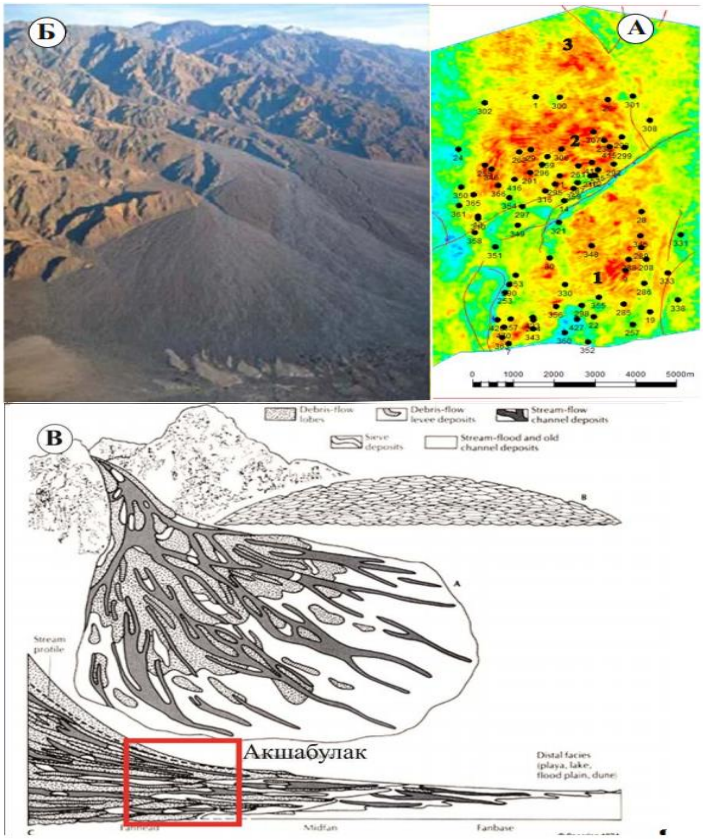


Рис. 2 Карта акустического импеданса пласта ЮIIIт (А), пример системы пролювиально-аллювиального конуса выноса (Б) и его седиментационная модель (В)

Таким образом, по ранее проведённой интерпретации считалось, что пласт ЮIIIт был образован в дельтовых отложениях, однако более детальный сейсмогеологический анализ свидетельствует о его формировании в условиях пролювиально-аллювиального конуса выноса жидкого потока. Выделяемые фации пласта ЮIIIт формируют сложную пространственную архитектуру коллектора, с высокими значения проницаемости линейной направленности, что должно учитываться при формировании гидродинамической модели продуктивного резервуара. Принимая во внимание механизм обводнения гидродинамической ячейки в процессе гидродинамического моделирования, ячейки должны иметь прямоугольную форму располагаясь своим удлинением вдоль прогнозного направления водотока.

Литература

1. Градзиньский Р., Костецкая А., Радомский А. и др. Седиментология. Пер. с польского. – М.: Недра, 1980. – 646 с.
2. Отчет разработки пласта ЮIIIт месторождения Акшабулак – 2018.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЙ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ВАТЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Пасюта А.А.
Научный руководитель - доцент А. И. Могучев
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа, Россия

В настоящее время большая часть месторождений углеводородов Российской Федерации находится в поздней стадии эксплуатации, в связи в чем растет себестоимость извлечения оставшихся запасов нефти. Российская Федерация занимает лидирующие позиции в мире по трудноизвлекаемым запасам, которые достигают на сегодня свыше 60% от разведанного объема месторождений. Наибольшее количество трудноизвлекаемых запасов сосредоточено на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

К трудноизвлекаемым запасам относится высоковязкая нефть, в составе которой содержатся асфальтены, смолы и парафины. Для подъёма на поверхность такой нефти необходимо внесение изменений в традиционные способы, связанные с преодолением осложняющих добычу факторов. Причинами осложнений является процесс, при котором нефть, поднимаясь по насосно-компрессорным трубам от забоя до устья скважины, охлаждается и достигает температуры ниже температуры кристаллизации асфальтенов, смол и парафинов. В последствии на стенках насосно-компрессорных труб образуются асфальтосмолопарафиновые отложения, которые сужают их поперечное сечение,

вызывают рост сопротивления движению жидкости в скважине и, как следствие, создают нагрузку на насос, приводят к сокращению межремонтного периода или преждевременному выходу его из строя, а также снижают дебит скважинной продукции, что негативно сказывается на технико-экономических показателях эксплуатируемого месторождения [3].

Учитывая факторы негативного влияния отложений на эксплуатацию нефтедобывающих скважин и тенденцию роста добываемых трудноизвлекаемых запасов, можно утверждать, что борьба с асфальтосмолопарафиновыми образованиями является одной из ключевых технологий эффективной и экономически целесообразной добычи нефти.

Как показывает практика, профилактические методы борьбы с отложениями на стенках насосно-компрессорных труб не всегда гарантируют полное их устранение, в результате чего проводят дорогостоящие мероприятия при подземном ремонте по восстановлению работоспособности скважины. Проведение данных мероприятий снижает экономические показатели в связи с простоем скважины.

Наиболее эффективным направлением является не борьба с уже существующими отложениями в скважине, а их предупреждение, так как при этом достигается более устойчивая и безаварийная работа нефтепромыслового оборудования, а также снижаются затраты на добычу углеводородного сырья [2]. Данная методика предполагает нагрев двух- или трехжильным резистивным греющем кабелем затрубного пространства эксплуатируемой скважины. Данный метод предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений является наиболее эффективным по сравнению с известными методами их удаления из скважины. Тем не менее, использование постоянно греющих во времени кабелей постоянной мощности по всей его длине и расположенных в затрубном пространстве предусматривает чрезмерно большое электропотребление и невысокую энергоэффективность на эксплуатируемом месторождении.

Нами предлагается использовать гибкие скин-нагреватели коаксиального сечения с расположением внутри насосно-компрессорных труб [4]. Анализ распределения температуры добываемой продукции из скважины Ватьеганского месторождения при использовании скин-нагревателя и резистивного кабеля в режиме постоянного во времени нагрева показан на рисунках 1 и 2.

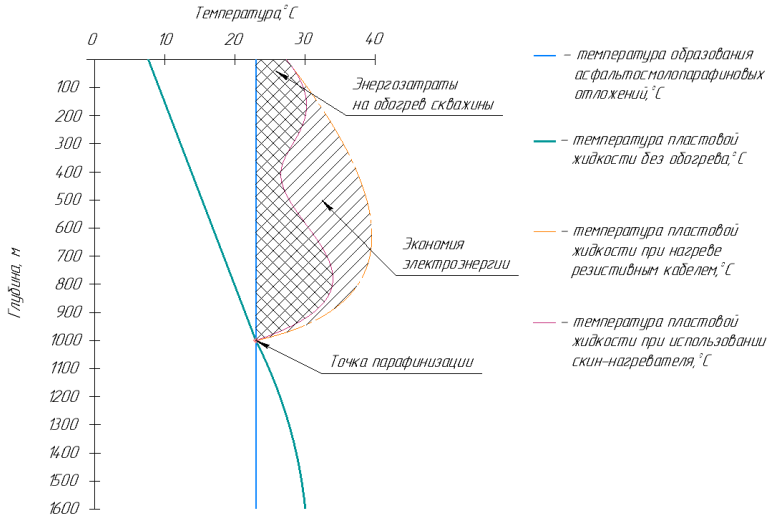


Рис. 1 График распределения температуры добываемого флюида по глубине скважины Ватьеганского месторождения при постоянном использовании греющего кабеля и скин-нагревателя [4]

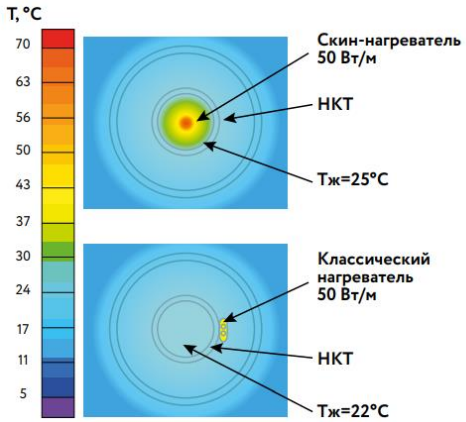


Рис. 2 Сравнение эффективности нагрева флюида гибким скин-нагревателем и резистивным кабелем

Экономическая целесообразность использования скин-нагревателя взамен греющего кабеля в скважине Ватьеганского месторождения обосновывается в таблице 1.

Таблица 1

Экономическое обоснование использования установки автоматического управления температурным полем скин-нагревателя в скважине Ватьеганского месторождения

Параметры	Способ борьбы с парафиноотложениями		
	Горячая обработка	Греющий кабель	Скин-нагреватель
Количество обработок за 2020 г.	18	-	
Стоимость одной горячей обработки	30000	-	
Количество ремонтов за 2020 г.	0,32	-	
Средняя продолжительность ремонта, час	170	-	
Стоимость 1 часа работы бригады, руб./час	7500	-	
Инвестиции	-	0,300	0,420
Затраты на нагрев, млн. руб. в год	-	0,465	0,290
Добыча нефти, тыс. тонн	3,950	4,140	
Затраты в год, млн. руб	0,708	0,525	0,374
Затраты за 5 лет, млн. руб	3,540	2,625	1,87

Таким образом, использование скин-нагревателей взамен греющих кабелей оказывает положительную динамику энергоэффективности обогрева эксплуатационной скважины за счет неравномерного нагрева флюида по глубине скважины, а также за счет непосредственного контакта скин-нагревателя и пластовой жидкости внутри насосно-компрессорных труб.

Литература

1. Анхимюк В.Л., Опейко О.Ф., Михеев Н.Н. Теория автоматического управления. Мн.: Дизайн ПРО, 2000. – С. 352– 353.
2. Малышев А.Г., Черемсин Н.А., Шевченко Г.В. Выбор оптимальных способов борьбы с парафиногидратообразованием // Техника и технология добычи нефти. – 1997. – №9. – С. 20-21.
3. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2000. – С. 653 – 655.
4. Система обогрева нефтяных скважин Stream Tracer [Электронный ресурс]: - Режим доступа: https://sst.ru/solutions/industries/stream-tracer/ (дата обращения: 25.02.2021).

РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Подоляко Д.С.

Научный руководитель: профессор О. С. Чернова; доцент А.А. Азеев

Национальный исследовательский Томский Политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазовая отрасль является быстро растущим сегментом на мировом рынке. С каждым днем у компаний появляется большое количество задач по дальнейшей разработке месторождений. Появляются новые технологии и подходы к решению актуальных проблем. Каждая компания стремится заполучить лидерство в нефтегазовой сфере путем внедрения новых технологий, современного оборудования и привлечения высококвалифицированных специалистов.

Одной из актуальных проблем на сегодняшний день является несовершенство устьевого оборудования скважины. Достаточно эффективным решением данной проблемы, будет установка спирально-лепесткового штуцера с системой автоматизации. Макет данного устройства представлен на рисунке 1.

Рис. 1 Макет спирально-лепесткового штуцера

Спирально-лепестковый штуцер установленный совместно с системой автоматизации позволит более рационально использовать энергоресурсы и увеличить объем добычи за счет:

– увеличения срока фонтанирования скважин;
– уменьшения негативного влияния газового фактора;
– поддержания постоянной оптимальной величины депрессии на пласт;
– бесступенчатой самокорректировки расхода потока;
– функции самоочистки;
– автоматизации мероприятий по устранению износа штуцера;
– снижения вероятности образования парафиновых и гидратных пробок и перемерзания за счет закручивания потока по спирали.

Для повышения износостойкостных характеристик следует использовать более устойчивый материал например карбид кремния. Спирально-лепестковый штуцер, изготовленный на основе карбида кремния является достаточно экономичным решением по сравнению с изделиями на металлической основе за счет устойчивости к повреждениям и износу при работе с агрессивными и высокотемпературными средами.

Также для получения более совершенного механизма устьевого оборудования, можно применить технологию использования алмазов в сфере обработки материалов. Поликристаллический алмаз обладает сверхвысокой твердостью и износостойкостью это позволяет достичь максимальных показателей эффективности. Используя свойства алмаза и применив их для повышения качества устьевого оборудования скважины можно получить более совершенное устройство эксплуатации.

В зависимости от выделенного бюджета, геологических данных месторождения, физико-химических свойств флюида и особенности скважин можно подобрать оптимальный вариант материала из которого будет выполнен спирально-лепестковый штуцер.

Система автоматизации работы штуцера. Автоматический регулируемый штуцер получает с датчиков на контроллер основные параметры перекачиваемого флюида на устье, обрабатывает данные и оперативно корректирует диаметр штуцера. Блок автоматики осуществляет сбор, управление и передачу данных со скважины в цех ДНГ и /или офис. Получаемые параметры:

- устьевое давление
- забойное давление
- затрубное давление
- температура флюида
- расход
- обводненность
- количество мех. примесей
- газовый фактор

Алгоритм работы системы автоматизации представлен на рисунке 2.

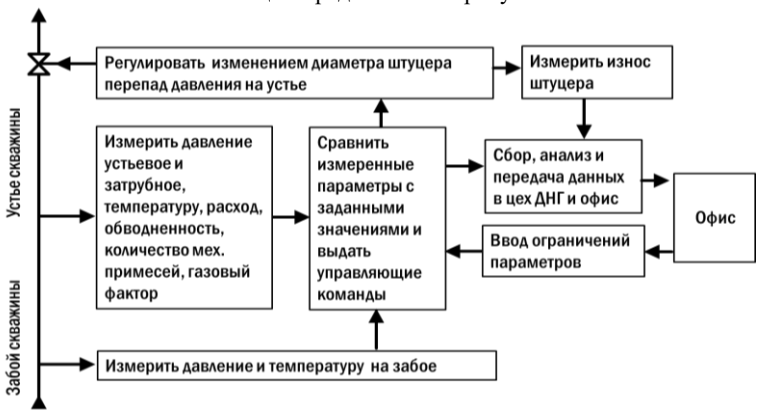


Рис. 2 Алгоритм работы системы автоматизации

Таким образом, автоматизация системы регулирования устьевого оборудования добывающей скважины позволит оперативно регулировать производительность скважины методом штуцирования в автоматизированном режиме, повышая эффективность технологии.

Расчет экономической выгоды при усовершенствовании устьевого оборудования приведен в таблице. [1].

Таблица

Расчёт затрат по утилизации АСПО

1. Затраты на работы бригады ТКРС		С СЛШ, возьмем уменьшение АСПО на 13%
Время очистки скважины от АСПО	125 часов	125 часов
Затраты на ремонт общие	552 тыс. руб	552 тыс. руб
Средний МОП на АСПО	312 часов	360 часов
Скважина в работе	260 дней	270 дней
Скважина в простое	105 дней	95 дней
Расчет средств на утилизацию АСПО на 1 скважину в год		
Ремонтов бригады ТКРС в год	20 ремонтов	18 ремонтов
Затраты на ремонт в год	11 млн.руб/год	10 млн.руб/год
2. Затраты на простой скважины		
Российский фонд скважин на 01.01.2018	150770 скв	150770 скв
Объем добычи за 2018	555,84 млн. т/год	555,84 млн. т/год
Среднесуточная добыча по России	11,16 млн. баррелей/сут	11,16 млн. баррелей/сут
На 1 скважину средняя добыча составила	74 баррелей/сут	74 баррелей/сут
Плотность нефти средняя по России	865 кг/м^3	865 кг/м^3
1 баррель нефти стоит на 02.04.2019	4565 руб.	4565 руб.
Добыча по 1 скв в денежном эквиваленте	338 тыс.руб/сут	338 тыс.руб/сут
Сумма простоя 1 скважины	35,5 млн руб/год	32,1 млн.руб/год
Средние суммарные затраты на 1 скважину по Росии в год	46 млн.руб	42 млн.руб
Разница по затратам на 1 скважину по России в год	4,5 млн.руб	

Подводя итог следует отметить что совершенствование устьевого оборудования путем внедрения на производство спирально-лепесткового штуцера совместно с системой автоматизации позволит повысить объем добычи и износостойкостные характеристики, а также уменьшить асфальтосмолопарафиновые отложения. Кроме того, система автоматизации позволит оперативно отслеживать и регулировать параметр скважины тем самым повышая эффективность технологии. При этом стоит отметить что внедрение представленной технологии будет достаточно выгодным решением.

Литература

1. Пономарева И. А. Особенности расчета экономической оценки показателей при проектировании разработки нефтяных месторождений западной Сибири / И. А. Пономарева – Москва: ВНИИОЭНГ, 1986. – 48с.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ТЕЧЕНИЯ ВОДЫ И НЕФТИ В МИКРОКАНАЛЕ Y-ТИПА

Пряжников А.И., Гузей Д.В., Пряжников М.И., Жигарев В.А.
Научный руководитель - доцент А.В. Минаков
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Повышение нефтеотдачи является весьма актуальной задачей. Улучшение нефтеотдачи в терригенных породах (сложенных, например, песчаником) во многом определяется структурой течения в поровом пространстве. Кроме того, двухфазные потоки в микроканалах очень широко распространены в различных природных объектах, течения нефтеносных флюидов в пористых средах, течения в биологических системах и многие другие [5]. Среди двухфазных течений в микроканалах очень широкое распространение получили исследования газожидкостных потоков. Это, прежде всего, связано с задачами интенсификации процессов теплообмена.

Другим важным классом течений, встречающимся в микроканалах, являются течения несмешивающихся жидкостей. Такие потоки очень широко при течениях нефтеносных флюидов в пористых средах и сопровождаются широким спектром режимов течения, которые обусловлены преобладанием капиллярных сил. Течения несмешивающихся жидкостей в микроканалах в последнее время также интенсивно исследуются [6]. При этом нужно заметить, что данных о картах режимов для этого класса течений в микроканалах существенно меньше, чем для газожидкостных потоков.

В настоящий момент нет единого мнения, относительно каких параметров строить карты режимов течений для двухфазных потоков в микроканалах. Во многих, обычно более ранних работах, для характеризации режимов течения использовались скорости или расходы фаз [2]. Также распространено использование для классификации режимов числа Рейнольдса. В работе [11] карта режимов течения построена относительно числа Вебера, которое отвечает за баланс сил инерции и поверхностного натяжения. Режимы течений несмешивающихся жидкостей были

построены в виде зависимостей капиллярного числа для несущей фазы и от числа Вебера для дисперсной фазы [9]. Также для описания режимов течения жидкость-жидкость в микроканалах было предложено использовать число Лапласа [3]. Часто для описания режимов течения встречается комбинации чисел Re^aWe^b в различных степенях. Однако такого рода представления нельзя рассматривать как универсальные. По-видимому, наиболее общим критерием для описания режимов несмешивающихся жидкостей в микроканалах прямоугольного сечения на сегодняшний день следует рассматривать критерий, предложенный в работах [10]. Это произведение чисел Вебера We и Онезорге Oh. Число Онезорге – критерий, отвечающий за отношение вязкостных сил к силам поверхностного натяжения. Таким образом, с помощью предложенного критерия удалось построить относительно универсальную карту режимов для течений несмешивающихся жидкостей в микроканале Т-типа. Результаты численного моделирования, выполненные в работе [4] полностью подтвердили существование этих режимов. В работе [1] для микроканала Y-типа построены карты режимов течений несмешивающих жидкостей в различных координатах. Отмечается, что использование чисел WeOh являются наиболее удобным при построении таких карт.

Особенную важность течения несмешивающихся жидкостей имеет в задачах вытеснения нефти при заводнений пластов, поровое пространство которых представлено сетью микроканалов сложной формы. На управлении режимами течения сырой нефти и вытесняющих жидкостей основаны многие методы увеличения нефтеотдачи. Улучшение нефтеотдачи из микропористой среды зависит от структуры течения в поровом пространстве. Структура потока, возникающая в микропористой среде, зависит от нескольких параметров, а именно от геометрии (характерный размер и тип соединений микроканалов пористой среды), физических свойств нефти и вытесняющей жидкости для улучшения нефтеотдачи (плотность, вязкость, межфазное натяжение, краевой угол смачивания). В настоящее время, микрофлюидный технологии широко используются для изучения течений при вытеснении сырой нефти из пористой среды [8].

Несмотря на большое количество работ, посвященных изучению течений сырой нефти в микропористых средах, систематических данных об имеющих здесь место режимах течения в них все еще недостаточно. Число факторов, влияющих на режимы течения при нефтевытеснении столь велико, что необходимо их дальнейшее изучение. Целью данной работы являлось систематическое экспериментальное и численное исследование режимов течений воды и сырой нефти в микроканале Y-типа и определение основных характеристик этих течений.

В экспериментах использовалась дистиллированная вода и легкая нефть. Измерение межфазного натяжения (IFT) и угла смачивания (CA) проводили с помощью автоматического тензиометра IFT-820-P. Принцип действия тензиометра IFT-820-P основан на методе висящей капли, в котором поверхностное натяжение определяется путем измерения геометрических параметров капли исследуемой жидкости. Окончательные данные были получены путем усреднения по четырем независимым измерениям. Разброс данных в экспериментах не превышал 5%. Метод измерения коэффициента поверхностного натяжения апробирован на воде и этиленгликоле. При этом получено хорошее согласие со справочными данными. Измерение вязкости проводилось с помощью вискозиметра Брукфилда. Погрешность измерения вязкости составляла около 2%. Плотность измеряли пикнометрическим методом. Погрешность измерения плотности составляла около 1%.

Исследование проведено на чипе с Y-микроканалом. Чип был изготовлен из ПММА (Novattro, Russia) методом фрезерования и термослеивания. Фрезерование было выполнено с помощью фрезерного станка Modela MDX-40a (Roland, Япония) двухзубой фрезой диаметром 0.2 мм T2-02 (РДМ, Россия) в ванне с дистиллированной водой. Для термического спекания ПММА-пластины чипа выдерживались в сушильном шкафу при температуре 140ºС в течение 10 минут и после прижимались друг к другу под давлением 180 кПа для остывания в течение 5 минут. Для присоединения трубок из полипропилена с ID 1.2 мм и OD 2 мм использовались миниатюрные резьбовые соединения SMC M-3AU-2 (SMC, Japan). Ширина и высота для микроканала составляла 500 и 200 мкм, длина – 20 мм, для входных участков высота и ширина составляли по 325 мкм, длина – 5 мм.

Нефть и вода закачиваются в PMMA чип с Y-микроканалом с помощью шприцевых насосов SPLab02 (Baoding Shenchen Precision Pump Co., Ltd), позволяющих задавать расход с относительной погрешностью 0.5%. Микроканал располагался горизонтально на предметном столе микроскопа, на котором установлена высокоскоростная камера acA2000-165um-Basler ace (Basler AG, Germany). Входы микроканала соединялись со шприцами Hamilton (Model number: 1005) трубками из полипропилена с ID 1.2 мм и OD 2 мм. Задавался объёмный расход жидкостей. В Y-микроканале формировалась дисперсия. Картина её течения фиксировалась высокоскоростной камерой, которая сохраняла изображения на компьютер для дальнейшего анализа.

Снарядный режим течения наблюдается при малых расходах воды и нефти. Во всех экспериментах в этом режиме формируются снаряды воды. Нефть является дисперсной (несущей) средой, так как нефть лучше смачивает стенки канала. Вода выступает в качестве дисперсной фазы. Разделение дисперсной фазы на снаряды определяется межфазным натяжением. Снаряд воды занимает почти все поперечное сечение микроканала с очень тонкой плёнкой нефти между снарядом воды и стенкой микроканала. При постоянном расходе воды (дисперсной фазы) наблюдалось уменьшение длины снаряда при увеличении расхода нефти. Такая же тенденция наблюдалась при постоянном расходе нефти, но при уменьшении расхода воды.

В капельном режиме течения размер капель воды меньше размера микроканала. Режим реализуется при высоких расходах дисперсной среды (нефти) и низких расходах дисперсной фазы (воды). Дробление воды на капли связано с большим влиянием сил инерции, которые возникают при высоких расходах воды. При более высоких расходах воды и нефти сила инерции преобладает над силой межфазного натяжения, и они протекают друг мимо друга без образования снарядов или капель. В данном случае реализуется параллельный режим течения. Положение границы раздела внутри микроканала смещается по мере изменения расходов воды и нефти. Режим реализуется при высоких расходах воды:

При дальнейшем увеличении расхода воды происходит переход от параллельного режима течения к хаотическому. Режим реализуется при очень высоких расходах воды и нефти. В результате систематического

исследования было установлено четыре различных типа режима течения вода-нефть в Y-микроканале: снарядный, капельный, стратифицированный и хаотический. Полученные в ходе расчетов картины течения для различных режимов хорошо согласуются с экспериментальными фотографиями. Определены диапазоны расходов, в которых реализуется тот или иной режим. Построена карта режимов течения и определены гидродинамические характеристики (длина и частота отрыва снарядов/капель) режимов течения.

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования РФ (номер FSRZ-2020-0012).

Литература

1. Darekar, M. Liquid-Liquid Two-Phase Flow Patterns in Y-Junction Microchannels [Text] / M. Darekar, K.K. Singh, S. Mukhopadhyay, K.T. Shenoy // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2017. – V. 56. – P. 12215 – 12226.
2. Dessimoz, A.L. Liquid-liquid two-phase flow patterns and mass transfer characteristics in rectangular glass microreactors [Text] / A.L. Dessimoz, L. Cavin, A. Renken, L. Kiwi-Minsker // Chemical Engineering Science. – 2008. V. 63. P. 4035–4044.
3. Kashid, M. Quantitative prediction of flow patterns in liquid-liquid flow in micro-capillaries [Text] / M. Kashid, L. Kiwi-Minsker // Chemical Engineering and Processing: Process Intensification. – 2011. – V. 50. P. 972 – 978.
4. Minakov, A.V. Flow Regimes of Viscous Immiscible Liquids in T-Type Microchannels [Text] / A.V. Minakov, A.A. Shebeleva, A.A. Yagodnitsyna, A.V. Kovalev, A.V. Bilsky // Chemical Engineering & Technology. – 2019. – V. 42. – P. 1037–1044.
5. Šalić, A. Application of microreactors in medicine and biomedicine [Text] / A. Šalić, B. Tušek, Zelić // Journal of Applied Biomedicine. – 2012. V. – 10. – P. 137 – 153.
6. Tran, T.M. From tubes to drops: Droplet-based microfluidics for ultrahigh-throughput biology [Text] / T.M. Tran, F. Lan, C.S. Thompson, A.R. Abate // Journal of Physics D: Applied Physics. – 2013. – V. 46. – 114004.
7. Wang, L. An improved visual investigation on gas–water flow characteristics and trapped gas formation mechanism of fracture–cavity carbonate gas reservoir [Text] / L. Wang, S. Yang, X. Peng, H. Deng, Z. Meng, K. Qian, Z. Wang, H. Lei // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – V. 49. – P. 213–226.
8. Waelchli, S. Two-phase flow characteristics in gas-liquid microreactors [Text] / S. Waelchli, P. Rudolf von Rohr // International Journal of Multiphase Flow. – 2006. V. – 32. P. 791 – 806.
9. Wu, Z. Liquid-liquid flow patterns and slug hydrodynamics in square microchannels of cross-shaped junctions [Text] / Z. Wu, Z. Cao, B. Sundén // Chemical Engineering Science. – 2017. – V. 174. – P. 56 – 66.
10. Yagodnitsyna, A.A. Flow patterns of immiscible liquid-liquid flow in a rectangular microchannel with T-junction [Text] / A.A. Yagodnitsyna, A. V. Kovalev, A. V. Bilsky // Chemical Engineering Journal. – 2016. – V. 303. P. 547 – 554.
11. Zhao, Y. Liquid-liquid two-phase flow patterns in a rectangular microchannel [Text] / Y. Zhao, G. Chen, Q. Yuan // American Institute of Chemical Engineers. – 2006. V. 52. – P. 4052 – 4060.

ВЛИЯНИЕ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРОЦЕСС ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Пурлац Е.А.

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одно из необходимых условий успешного проведения работ по поддержанию пластового давления заводнением заключается в постоянном контроле за ходом его реализации. Полнота охвата пластов заводнением ровно как и достижение плановых значений нефтедобычи определяется эффективностью работы нагнетательных скважин. Процесс эксплуатации последних характеризуется комплексом геологических и технологических факторов, среди которых особое влияние уделяется состоянию призабойной зоны пласта. Ухудшение свойств околоскважинной области коллектора влечет за собой определенные последствия, главным образом сказывающиеся на падении приемистости, что предопределяет неполноту выработки запасов и снижение коэффициента нефтеизвлечения.

С точки зрения технологии разработки залежи заводнением наиболее важными аспектами процесса являются приемистость нагнетательной скважины и дебит добывающей. Исключительная важность учета поглощающей способности призабойной зоны скважины связана с непосредственным влиянием показателя на работу добывающих скважин. Поддержание приемистости на расчетном уровне позволяет осуществить закачку расчетного количества воды при относительно низких давлениях нагнетания и тем самым создать непрерывный фронт вытеснения нефти водой. При выявлении факторов, главным образом определяющих приемистость нагнетательных скважин целесообразно провести анализ причин ухудшения поглотительной способности и рассмотрены существующие технологии восстановления, регулирования и предупреждения снижения приемистости.

В противовес коэффициенту, который характеризует способность скважины производить отбор углеводородного сырья, ставится коэффициент приемистости I, который измеряется в м^3/сутки на МПа и является единицей, определяющая возможность закачки вытесняющего флюида (воды, газа и др.) в пласт.

$$I = \frac{\Delta Q}{\Delta P} = \frac{kh}{18{,}41B\mu\left[ln\left(\frac{r_к}{r_с}\right)-0{,}75+S\right]} \quad (1)$$

где ΔQ - расход нагнетательной скважины, ΔP - репрессия, k - относительная проницаемость по воде, h - мощность пласта, B - объемный коэффициент воды, $r_к$ - радиус контура питания, $r_с$ - радиус скважины, S - скин-фактор.

Исходя из формулы расчета, прежде всего, показатель зависит от репрессии, создаваемой на уровне забоя нагнетательной скважины, и дебита закачиваемого флюида. Дебит определяется посредством гидродинамических исследований всей системы добывающих и нагнетательных скважин либо оценивается по формуле радиального

притока, преобразованной для репрессии. Характер приемистости зависит от физико-механических свойств породы пласта, системы расположения скважин, свойств нагнетаемой воды, процессов, происходящих на границе раздела системы «флюид-порода», падения давления в пласте.

Пористая среда всегда содержит в своем составе большое количество изначально заблокированных в ней свободных частиц, а также таких из них, которые могут быть сдвинуты с места и перемещаться потоком. Даже при закачке сравнительно чистой воды, в пласте происходят эффекты самокольматации несцементированными частицами, в связи с чем имеет место ухудшение коллекторских свойств пласта и снижение приемистости нагнетательных скважин [4]. Ослабление сцементированности пласта происходит при нарушении термобарического и химического равновесия в процессе поступления рабочего агента. В данном случае повышение давления нагнетания способствует вымыванию естественного кольматанта и увеличению приемистости НС.

При закачке в продуктивные пласты воды, отличающейся по химической характеристике от пластовой воды, происходит сужение пор вследствие кольматации каналов фильтрации. Контакт глинистых минералов с пресной водой приводит к гидратационному расширению глин. Каолинит, хлорит и другие минералы с жесткой кристаллической структурой не подвергается внутрикристаллическому набуханию. Глины с нежесткой кристаллической структурой, среди которых выделяют минералы группы монтмориллонита, набухают при взаимодействии с нагнетаемой водой. Основным фактором, оказывающим непосредственное влияние на способность глин связывать и удерживать воду, является минерализация закачиваемого рабочего агента. Проведенные исследования показывают, что при содержании глины в общем объеме от 15 до 20 %, коллектор становится практически непроницаемым [2]. Однако наличие глинистых минералов при их доле менее 3 % в общем объеме мало сказывается на эффективности заводнения. По результатам исследования влияния минерализации закачиваемой воды на набухание пластовых глин видно (Рис. 1), что с увеличением концентрации соли набухание глин и падение приемистости НС резко снижается. Таким образом, для глинистых коллекторов минерализация закачиваемой воды имеет определяющее значение. Резкое ухудшение приемистости нагнетательных скважин может быть связано с применением слабоминерализованных вод, в то время как закачка высокоминерализованных вод сопровождается более стабильной поглотительной способностью. В случае закачки рабочего агента, содержание пресной воды в котором превышает максимальное, во избежание снижения фильтрационных свойств проводится обработка нагнетательных скважин реагентами - понизителями набухаемости глин [3].

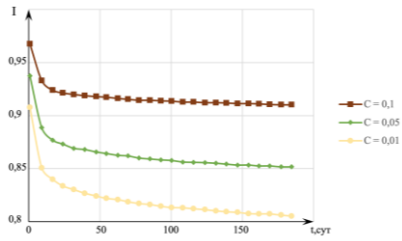


Рис. 1 Зависимости приемистости от концентрации соли в закачиваемой воде

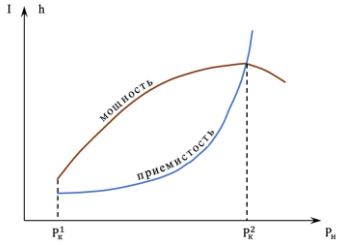


Рис. 2 Зависимость мощности интервалов, поглощающих воду, и приемистости нагнетательной скважины от давления нагнетания

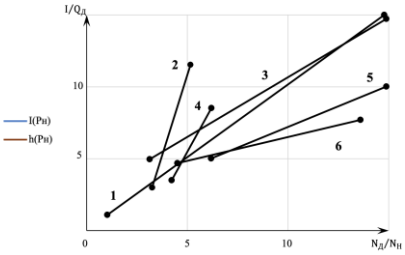


Рис. 3 Зависимости приемистости от соотношения числа добывающих и нагнетающих скважин

При выборе режима закачки важным моментом рациональной разработки месторождения является необходимость поддержания пластового давления. Повышение приемистости объясняется наличием естественных трещин, которые раскрываются при достижении определенного критического давления нагнетания, ниже которого вода коллектором не принимается. После превышения второго критического давления возможно отключение отдельных интервалов в разрезе вследствие резкого увеличения приемистости какой-то части разреза и «задавливания» других интервалов (Рис. 2). Повышение репрессии приводит во всех случаях к вовлечению низкопродуктивных интервалов и увеличению раскрытости трещин, в результате чего происходит увеличение интенсивности поглощения закачиваемой воды.

При снижении температуры коллектора ниже температуры насыщения нефти парафином происходит образование кольматирующих кристаллов на зернах в пористой среде, что вызывает снижение фильтрационной характеристики призабойной зоны скважины и продуктивного пласта в целом. Кристаллизация парафина осуществляется при постоянном поступлении капелек нефти, содержащихся во взвешенном состоянии в нагнетаемой воде. С целью нейтрализации последствий, связанных с кристаллизацией парафина рекомендуется применение подогретых промывочных растворов, нагнетание горячей водой вместе с закачкой растворителей парафиновых отложений. Восстановление приемистости не принимающих пластов и освоение их под закачку осуществляется с помощью создания в них искусственных трещин, прерывающих зоны загрязнения (в случае длительной закачки холодной воды в скважину и образовании значительных зон кольматации).

Помимо названных фильтрационных факторов, влияющих на приемистость, выделяют еще один фактор, относящийся к жесткости системы заводнения [1]. Нагнетание воды реализуется отборами из добывающих скважин, соотношение средней приемистости и дебитов скважин зависит от количества нагнетательных и добывающих скважин, что определяет интенсивность разработки. На рисунке (см. рис. 3) приведены зависимости приемистости от жесткости системы заводнения по девонским объектам: 1 - Туймазинское, 2 - Шкаповское, 3 - Серафимовское, 4 - Сергеевское, 5 - Демское, 6 - Раевское. Отклонение от 45 в сторону превышения приемистости должно

характеризовать величину оттока за контур и, возможно, в другие водоносные пласты. Отклонение в сторону превышения отборов над закачкой свидетельствует об активном подтоке законтурной или подошвенной воды, либо о перетоках воды или нефти из одного объекта в другой.

Как уже было сказано, эффективность системы поддержания давления во многом зависит от бесперебойной работы нагнетательных скважин. Многофакторное влияние процессов, связанных с фильтрационными и технологическими особенностями эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин отражено в виде блок-схемы (Рис. 4). Таким образом, на снижение значения приемистости влияют как фильтрационные (проницаемость), так и технологические факторы (режим закачки). Основная причина снижения приемистости нагнетательных скважин – это ухудшение состояния призабойной зоны пласта, связанное с явлением кольматации

Рис. 4 Блок-схема факторов, определяющих влияние приемистости нагнетательных скважин на разработку нефтяных месторождения

Указанные в схеме явления, при их несвоевременном регулировании, являются причиной снижения приемистости нагнетательных скважин, что сказывается на эффективности системы разработки в целом. Таким образом, во избежание ухудшения поглотительной способности нагнетательных скважин и соответствующего падения величины охвата заводнением, необходимо уделять должное внимание всему многообразию факторов, так или иначе определяющих состояние призабойной зоны скважины.

Литература

1. Баймухаметов К.С., Викторов П.Ф., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш. - Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана - Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 424 с.
2. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. Проницаемость и фильтрация в глинах. - М.: Недра, 1986. – 160 с.
3. Журавлев Г.И., Лямина Н.Ф. Набухание глинистых пород // Вестник АГТУ. 2008. №6. [Электронный ресурс.] - Режим доступа: https://cyberleninka.ru/article/n/nabuhanie-glinistyh-porod.
4. Цветкова М.А. Влияние минералогического состава песчаных пород на фильтрующие способности и нефтеотдачу/ЛГезисы института нефти АН СССР, 1954. – 211 с.

СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОФАЗНОЙ РАСХОДОМЕТРИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Раджабов А.Р.
Научные руководители: старший преподаватель Е.Г. Карпова,
старший преподаватель Ю.А. Максимова
Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Многофазные расходомеры – это установки, которые позволяют измерить расход флюида по фазам за единицу времени. Они играют одну из важнейших ролей в нефтегазовой промышленности. Данные установки позволяют определять такие параметры среды в трубе, как давление, температура, объемные, массовые и фазовые дебиты при актуальных и стандартных условиях, диэлектрическую проницаемость нефти, содержание воды, содержание газа и плотность каждой из фракций. Принцип работы мультифазных расходомеров основан на двух методах измерения: объемный метод - корреляционные измерения и массовый метод-трубка Вентури.

Именно трубка Вентури положила начало расходометрии. Изобретение Джовани Баттиста Вентури представляет собой трубку, имеющую сужение посередине и горловины по краям (рис.1). Основным назначением

трубки Вентури в конструкции расходомера является дифференциальное давление, которое создается благодаря сужению в трубке и регистрируется двумя высокочувствительными мембранами [1].

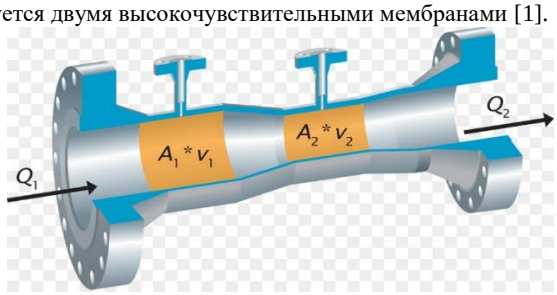


Рис. 1 Трубка Вентури

Многофазные расходомеры имеют ряд преимуществ по сравнению с современными измерительными установками, такими, как ультразвуковой расходомер *OPTISONIC* 3400 и массомер АСМА-Т. Сравнения представлены в таблицах 1 и 2 [2].

Таблица 1

Характеристика измеряемой среды

Тип расходомера	Плотность нефти, кг/м^3	Вязкость нефти, сСт	Давление, МПа	Температура, ^{o}C	Обводненность, %	Режим потока
Ультразвуковой расходомер OPTISONIC 3400	Не имеет значения	100-1000	<25	От минус 200 до плюс 250	Не имеет значения	Однофазный
Массомер АСМА-Т	600-1000	<500	<4	От минус 10 до плюс 50	0-99	Однофазный, многофазный-пузырьковый
Многофазный расходомер 2600	600-1050	Не имеет значения	<80	0-150	0-99	Однофазный, многофазный: пузырьковый, вихревой, пробковый, кольцевой

Большинство месторождений состоят из газоводонефтяной смеси и благодаря этому увеличивается спрос на многофазные расходомеры.

Таблица 2

Сравнительная характеристика технических параметров расходомеров

Тип расходомера	Технологический отсек
Массомер АСМА-Т	Переключающий клапан, трубчатый сепаратор, измерительная емкость, клапан запорный, блок насоса откачки, счетчики вихревые для измерения расхода газа, влагомер сырой нефти, предохранительный клапан, запорная арматура, трубопроводы, манометры и обогреватели

Продолжение таблицы 1.

Многофазный расходомер 2600	Корпус измерителя, заменяемый вставной элемент Вентури, многопараметрический датчик, отсечной запорно-спускной клапан, электроды, блок электроники для измерения импеданса, гамма-плотномер, соединительная коробка, корпус компьютера потока, компьютер потока, *Service Console*

Алгоритм измерения расхода флюида многофазным расходомером от *Roxar* состоит в следующем. При прохождении потока через трубку Вентури создается перепад давления, улавливаемый двумя высокочувствительными мембранами. Данные по перепаду давления передаются на многопараметрический датчик и на компьютер потока. Затем через поток проходит определенное количество импульсов, испускаемое гамма-плотномером, число проходящих импульсов через поток обратно пропорционально плотности потока и регистрируется детектором гамма-излучения. На последнем этапе измерений происходит системное разделение флюида на фракции благодаря датчику импеданса. Все полученные данные отправляются по кабельной связи на компьютер потока. Если корпус измерителя расположен на расстоянии 2 метра и более от компьютера потока, то в состав многофазного расходомера включается соединительная коробка (рис.2).

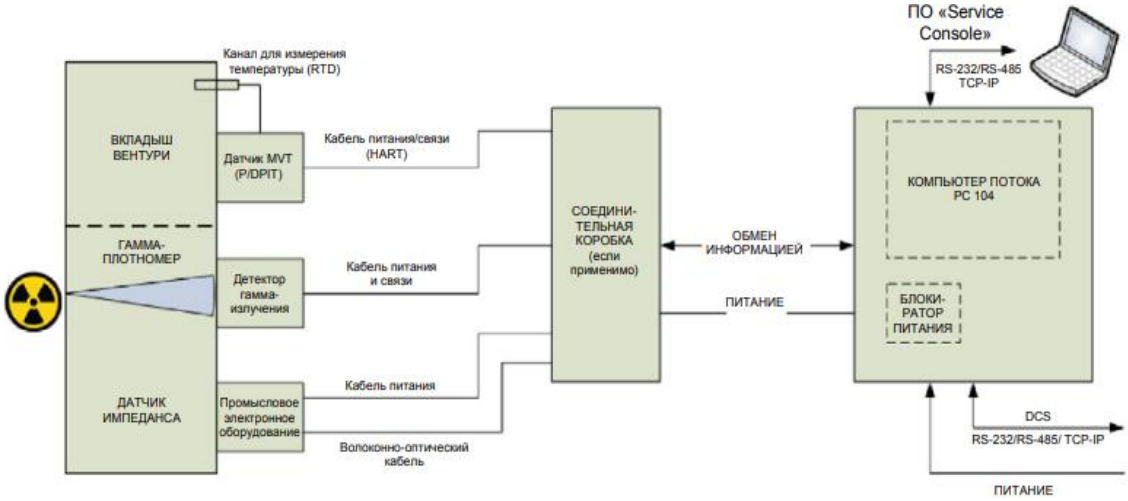


Рис. 2 Схема установки многофазного расходомера MPFM 2600

Проанализировав таблицы, можно сделать вывод, что применение многофазной расходометрии решает технологические проблемы, связанные с осложненными условиями эксплуатации и режимом потока, так как данные расходомеры могут замерять расход тяжелой и высоковязкой нефти, при давлении до 80МПа и температуре от 0 – 150 ^{o}C. Также решилась проблема экономических затрат на сепараторы и счетчики вихревые для газа, нужда в использовании которых отпадает, благодаря датчику импеданса. Таким образом технология многофазной расходометрии в настоящее время является одной из самых перспективных в сфере измерительных приборов.

Литература

1. Джованни Баттиста Вентури – википедия [электронный ресурс]: трубка Вентури URL: https://wikichi.ru/wiki/Giovanni_Battista_Venturi (дата обращения: 04.03.2021г).
2. Принцип работы ультразвукового расходомера [электронный ресурс]: ультразвуковой расходомер URL: https://www.youtube.com/watch?v=UVaOGdr60YQ&t=87 (дата обращения: 07.03.2021г).

АНАЛИЗ МЕЖСКВАЖИННОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА МУЛЬТИСКВАЖИННОЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ

Рахматуллин Р.Р.
Научный руководитель - доцент Ю.Н. Орлова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Геолого-гидродинамическое исследования фильтрации в пластах применяется и при регулировании разработки, и при ее контроле, для обеспечения наиболее эффективной разработки месторождения. Наибольшая степень рентабельности применения гидродинамических исследований участков, как для невыработанных, так и для определения остаточных запасов и для регулирования заводнения, прослеживается на поздних стадиях разработки. Одной и главной, из многих других проблем, при проведении численного моделирования является проблема недостатка достоверных исходных данных, в том числе информация о межскважинных свойствах пласта.

Наиболее информативными в изучении межскважинных свойств пласта являются гидродинамический исследования. Однако недропользователи не спешат активно использовать данные методы исследования, так как в большинстве случаев для их применения необходимы остановки скважин, что экономически не выгодно. В условиях недостатка информации на помощь может прийти инструмент анализа исторических данных, таких как забойное давление, снятое с датчиков ТМС (в настоящее время скважины, оборудованные электроцентробежными насосами, имеют в конструкции датчики термоманометрических систем (ТМС)) и данные о дебитах скважины за все ее время работы. В то же время при анализе исторических данных для изучения межскважинных свойств пласта необходимо учитывать взаимовлияние скважин и высокую зашумленность данных. Для предотвращения данных вопросов в данной статье рассматривается метод мультискважинной деконволюции.

Мультискважинная деконволюция (далее по тексту – МДКВ) позволяет вычленить определенную реакцию из исторических данных, которая описывает отклик на смену режима соседних скважин и самой исследуемой скважины, и вычленить необходимые параметры традиционными способами [1].

Конволюция – математическая операция, свертывающая две функции f, g и порождающая третью модифицированную функцию одной из первоначальных [1, 2]:

$$fg = w$$

где w - зарегестрированный сигнал, полученный путем свертки некоторого сигнала f, который требуется восстановить, с некоторым известным сигналом g. Однако, если сигнал g неизвестен, то его необходимо оценить.

Свертка f с g подразумевает сумму множества взвешенных на значение g копий функций f, которая смещена на некоторое значение времени. Свертка с точки зрения гидродинамических исследований запишется в виде уравнения притока жидкости к скважине, при условии, что жидкость сжимаема, пласт упругий, а фильтрация неустановившаяся:

$$p_w = p_0 - q(t)g(t) = p_0 - \int_0^t q(\tau)g(t-\tau)d\tau = p_0 - \int_0^t q(t-\tau)g(\tau)d\tau,$$

где p_w - забойное давление, которое дано, как исходное; p_0 - пластовое давление в начальный момент времени, определяемое при исследовании; q - дебит скважины, по имеющимся замерам.

Функция самовлияния g, то есть функция деконволюции, зависима как от модели пласта, так и от модели скважины. В случае работы множества скважин, которые в свою очередь влияют друг на друга, уравнение притока примет следующий вид в интегральной форме [3]:

$$p_w = p_0 - \int_0^t q_i(\tau)g_i(t-\tau)d\tau - \sum_{i=1}^{M}\int_0^t q_l(t)g_{l,i}(t-\tau)d\tau; l \neq i,$$

где i - исследуемая скважина, l – интерферирующие с исследуемой скважины; M – число скважин; g_i – функция самовлияния i-й скважины; $g_{l,i}$ – функция интерференции скважины l на скважину i.

При деконволюировании функций самовлияния и функций влияния решение рассматривается в виде совокупности, некоторых простых функций [3]. Предположим, что данная совокупность представляется в следующем виде: влияние ствола скважины описывается экспонентой; радиальный поток – логарифмом; билинейный поток – корень четвертой степени; линейный поток – квадратный корень; влияние границ – линейная функция (формула 1). Тогда в зависимости от вариации исходных данных, выборочная сумма функций описывает движение флюида в пласте.

При известных данных по замерам дебита и давления, при помощи метода наилучшего совмещения находятся необходимые определяющие коэффициенты модели [3]. Данные коэффициенты позволяют вычленить функцию самовлияния i-й скважины и функцию интерференции на нее соседних скважин. Вследствие чего можно выделить отдельные кривые, так называемые переходные характеристики. Обработка кривых традиционными способами интерпретации данных гидродинамических исследований позволяет определить фильтрационно-емкостные характеристики околоскважинной и межскважинной зоны.

Замеры дебита часто осуществляются со значительной погрешностью. Для того, чтобы результаты деконволюции был достаточно достоверным, следует корректировать данные дебитов и давлений различными методами. Минимизация погрешностей измерений давлений и дебитов осуществляется многими способами. Один из них – использование, так называемых весов деконволюции, которые позволяют выстроить рамки погрешностей. Функционал, позволяющий выявить погрешности и отфильтровать шумы представляется в виде [3]:

$$\alpha \sum_{n=1}^{NM}(p_{w,i,n}^{m} - p_{w,i,n}^{c})^2 + \beta \sum_{n=1}^{NM}(q_{i,n}^{m} - q_{i,n}^{c})^2 + \gamma \sum_{l=1}^{M}\sum_{n=1}^{NM}(q_{i,n}^{m} - q_{i,n}^{c})^2 \to 0; l \neq i,$$

где n - номер замера; NM – число замеров; m – замеренное значение; c – расчетное значение для забойного давления p_w и модифицированное значение для дебита q; α, β, γ - весовые коэффициенты.

$$p_{w,t}(t) = p_0 + a_i \sum_{j=1}^{N}\left[-(q_{i,j} - q_{i,j-1}\exp(t - t_{j-1})\right] + b_i \sum_{j=1}^{N}\left[-(q_{i,j} - q_{i,j-1})\sqrt[4]{t - t_{j-1}}\right] +$$
$$c_i \sum_{j=1}^{N}\left[-(q_{i,j} - q_{i,j-1})\sqrt{t - t_{j-1}}\right] + d_i \sum_{j=1}^{N}\left[-(q_{i,j} - q_{i,j-1})\lg(t - t_{j-1})\right] +$$
$$e_i \sum_{j=1}^{N}\left[-(q_{i,j} - q_{i,j-1})(t - t_{j-1})\right] + f_i q_{i,N} +$$

где

$$+\sum_{l=1}^{M}\left\{\begin{array}{l} a_{l,i}\sum_{j=1}^{N}\left[-(q_{l,j} - q_{l,j-1})\exp(t - t_{j-1})\right] + b_{l,i}\sum_{j=1}^{N}\left[-(q_{l,j} - q_{l,j-1})\sqrt[4]{t - t_{j-1}}\right] + \\ +c_{l,i}\sum_{j=1}^{N}\left[-(q_{l,j} - q_{l,j-1})\sqrt{t - t_{j-1}}\right] + \\ +d_{l,i}\sum_{j=1}^{N}\left[-(q_{l,j} - q_{l,j-1})\lg(t - t_{j-1})\right] + e_{l,i}\sum_{j=1}^{N}\left[-(q_{l,j} - q_{l,j-1})(t - t_{j-1})\right] + f_{l,i}q_{l,N} \end{array}\right\};$$
$$l \neq i,$$

$a_i, b_i, c_i, d_i, e_i, f_i, a_{l,i}, b_{l,i}, c_{l,i}, d_{l,i}, e_{l,i}, f_{l,i}$ - целевые коэффициенты модели, которые позволяют достоверно вычислить функцию свертки и успешно ее «подвести» к реальным данным.

В статьях [2,3,4,5] продемонстрирована применимость технологии МДКВ, как на синтетических месторождениях, так и на реальных месторождениях. Стоит отметить, что достоверность результатов высока.

В результате анализа примеров применения данного метода можно выделить плюсы и минусы.

Плюсы:

1. Выгодно с точки зрения экономики. Для применения метода требуются исторические данные замеров дебита и забойного давление, для чего не обязательно останавливать исследуемую скважину;

2. Метод инновационный и результаты данного метода при опробовании на реальных промысловых задачах показали наиболее достоверны;
3. Знание модели фильтрации для выделения реакции не требуется;
4. Позволяет оценить и учесть (вычленить) влияние шумов на кривую давления;
5. При известной функции влияния и самовлияния можно рассчитать отклик на реакцию работы всех возмущающих скважин, что позволяет построить диагностический график, который в свою очередь уже очищен от шумов, и, как следствие, проще и достоверно диагностировать интерпретационную модель пласта;
6. Возможно оценить эффективность системы заводнения;
7. Возможно оценить зоны дренирования и зоны остаточной нефтенасыщенности.

Минусы:

1. Чем больше скважин в исследовании, тем более трудоемкие расчеты и тем больше погрешностей;
2. Датчики ТМС могут стоят не на всех скважинах, что затрудняет использование данного метода;
3. Для точного диагностирования влияния соседних скважин, в самих соседних скважинах должны быть возмущающие изменения режима работы (изменение дебита и забойного давления, изменение режима работы соседних скважин), т.е. если скважины окружающие исследуемую скважину на протяжении «жизни» работали при одном режиме, то их влияние на исследуемую скважину невозможно будет оценить по отдельности;
4. Датчики ТМС не всегда чувствительны и выдают достоверные данные, что затрудняет расчеты по минимизации погрешностей измерения;
5. Метод мультискважинной деконволюции во много раз усложняется при многопластовой системе на месторождении.

Литература

1. Асланян А.М. и др. Изучение «динамичной» системы ППД на основе анализа промысловых данных, ПГИ и ГДИС карбонатных отложений со сложной структурой коллектора. SPE- 187776-RU.
2. Гуляев Д.Н., Батманова О.В. Импульсно-кодовое гидропрослушивание и алгоритмы мультискважинной деконволюции – новые технологии определения свойств пластов в межскважинном пространстве // Вестник Российского нового университета. Серия «Сложные системы: модели, анализ и управление». 2017. № 4. С. 26–32.
3. Крыганов П.В., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г. Применение мультскважинной деконволюции при решении обратной задачи подземной гидродинамики // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2019 - № 3(13). – С. 45 – 50.
4. Assessing waterflood efficiency with deconvolution based multi-well retrospective test technique/ A. Aslanyan, F. Grishko, V. Krichevsky [et al.] //SPE 195518-MS. – 2019.
5. Ilk D., Valko P., Blasingame T. A Deconvolution Method Based on Cumulative Production for Continuously Measured Flowrate and Pressure Data. SPE-111269-MS.

ОСОБЕННОСТИ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Рябов А.Д.

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При эксплуатации газовых или газоконденсатных месторождений присутствует необходимость предупреждения или ликвидации газовых гидратов. Для этого необходимо спрогнозировать место и условия их образования с помощью математических и физических моделей. Данные модели позволяют решать такие задачи, но зачастую в очень узком диапазоне условий. Так одна математическая модель, используемая для одного месторождения, может быть не применима к другим.

Факторы, влияющие на скорость образования газовых гидратов

Никакие математические модели не могут учитывать все факторы, которые могут влиять на образование гидратов, так как их очень много, и такое многообразие требует большой вычислительной мощности. Поэтому модели имеют допущения в пределах некоторой погрешности, и часто бывает, что эти допущения зависят от места, для которого используется данная модель, и от требований для данной модели. Эти модели могут учитывать некоторые факторы, оказывающие влияние на рост газовых гидратов, упуская другие. Основные факторы, влияющие на рост газовых гидратов, приведены на рисунке 1.

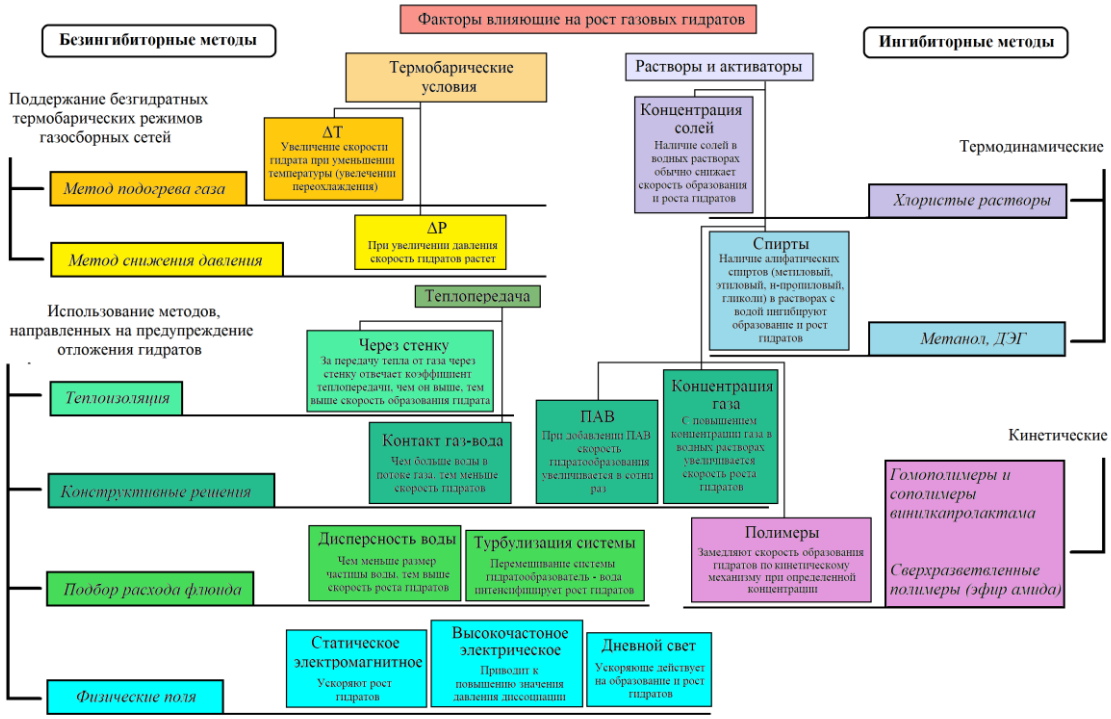


Рис. 1 Классификация основных факторов, влияющих на скорость роста гидратов природных и нефтяных газов

Математический расчет возможности образования газовых гидратов и распределения температуры и давления.

Для определения возможности существования газовых гидратов, помимо определения температуры гидратообразования, на определенных участках промыслового трубопровода или скважины можно использовать формулу:

$$\Delta = {\mu_w}^{\alpha} - {\mu_w}^{H} = {\mu_w}^{\beta-H} - {\mu_w}^{\beta-\alpha} = \\ = \ln a_w - R_\mu T\left(\sum_{i=1}^{2} v_i \ln\left(1 - \sum_{j=1}^{C} \theta_{ij}\right) - \frac{\Delta\mu_w^0}{R_\mu T_0} + \int_{T_0}^{T} \frac{\Delta H_w}{R_\mu T^2}\,dT - \int_0^p \frac{\Delta V_w}{R_\mu T}\,dp\right) \quad (1)$$

при $\mu^{\alpha} - \mu^{H} > 0$ гидраты будут образовываться на рассматриваемом участке, при $\mu^{\alpha} - \mu^{H} < 0$ гидраты образовываться не будут; при $\mu^{\alpha} - \mu^{H} = 0$ состояние равновесия, как правило, на практике данная ситуация не реализуется, так как это идеализированная теоретическая модель.

Для того чтобы воспользоваться данной формулой, нужно знать распределение давления и температуры по всей длине скважины или трубопровода. Часто для этих двух сред используют одну и ту же формулу. Если для определения температуры и давления используется усовершенствованная экспоненциальная зависимость:

$$T_{k+1} = T_{out} + (T_k - T_{out})\left(\frac{\sqrt{L}+\alpha}{\alpha}\right)^{\alpha\beta} \cdot e^{-\beta\sqrt{L}}; \qquad \alpha = \frac{2}{\pi d_0 \alpha_{gw}}\sqrt{\lambda_g G c_v}; \quad \beta = 4\sqrt{\frac{\lambda_g}{c_v G}}$$

$$p_{k+1} = \frac{p_k}{2T_k}\left(T_k - T_{k+1} + \sqrt{(T_k - T_{k+1})^2 + 4T_k\left(T_{k+1} - \frac{S_k}{{p_k}^2}\right)}\right); \qquad S_k = \frac{16\lambda_g G^2 R_\mu \Delta L}{\pi^2 {d_0}^5 \mu} T_k T_{k+1} \quad (2)\ (3)$$

то при ее использовании можно составить алгоритм расчета для определения существования гидратов. Смысл расчетов состоит в разбиении рассматриваемого участка на более мелкие, последовательный поиск температуры и давления на конце этих участков и определение существования гидратов для каждого участка. Чем детальнее будет расчленение, тем точнее расчет, но тем больше требуемая вычислительная мощность. Алгоритм представлен на рисунке 2.

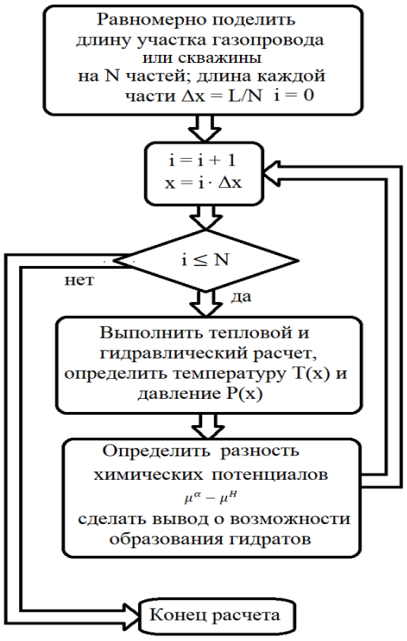


Рис. 2 Алгоритм расчета возможности существования гидратов

Также для определения распределения температуры и давления по стволу скважины (НКТ или ЭК) можно использовать систему дифференциальных уравнений (4), а зависимость толщины гидратного слоя от времени можно рассчитать по формуле (5).

$$\begin{cases} \frac{dp}{dx} = -\rho_g g \sin\varphi - \frac{\sqrt{\pi}\psi G^2}{4\rho_g (S \cdot S_0)^{2.5}}, \\ \frac{dT}{dx} - \varepsilon \frac{dp}{dx} = \frac{\pi D \alpha_{gw}}{c_p G}(T_{in} - T) - \frac{g}{c_p}\sin\varphi, \end{cases} \quad (4)$$

$$\frac{d\xi}{dt} = \frac{\lambda_p (T_f - T_{out})}{\rho_h l_h (r_0 - \xi)\left(\frac{\lambda_p}{R\alpha_{we}} + \frac{\lambda_p}{\lambda_h}\ln\left(\frac{r_0}{r_0 - \xi}\right) + \ln\frac{R}{r_0}\right)} + \frac{\alpha_{gw}}{\rho_h l_h}(T_f - T), \quad (5)$$

На основании расчетов необходимо определить вид предупреждения или ликвидации гидратообразования. Если это ингибирование, то выбрать тип ингибитора и рассчитать нужное его количество.

Заключение

Формула (1) берет за основу процесс образования гидрата как несколько этапов превращения кристаллической решетки: жидкая или твердая вода (α) → пустая кристаллическая решетка (β) → заполненная кристаллическая решетка (H). Модель для гидравлического расчета по формулам (2)-(3) довольно проста и описывает свойства физических процессов происходящих в трубопроводе. Данный расчет сводится к определению двух величин, первый описывает теплопроводность внутри газа и конвективный теплоперенос, другой моделирует передачу тепла от газа стенке. Формула (4) описывается в рамках трубной гидравлики, а уравнение (5) из условия Стефана и стационарного уравнения теплопроводности.

Литература

1. Кэррол Джон. Гидраты природного газа. Перевод с английского. – М.: ЗАО «Премиум Инжиниринг», 2007. – 316.
2. Чао Чжан, Коробков Г. Е., Янчушка А. П. Молекулярная термодинамическая методика определения существования гидратов //Технологии нефти и газа. – 2017. – №. S2. – С. 59 – 64.
3. Паранук А.А. Совершенствование математической модели расчета процесса образования гидратов газопровод//Технологии нефти и газа. – 2018. – №. S4. – С. 61 – 64.
4. Бунякин А.В., Паранук А.А., Мамий С.А., Кешоков М.В. Моделирование тепловых характеристик промысловых шлейфов и проверка условия образования гидратов природного газа//Технологии нефти и газа. – 2019. – №. S5. – С. 47 – 52.

ПРИМЕНЕНИЕ САМООТКЛОНЯЮЩИХСЯ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Савенков Н.В.
Научный руководитель - доцент Ю.Н. Орлова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день самой распространенной проблемой при разработке нефтяных и газовых месторождений является проблема снижения добычи. В связи с этим, возникает необходимость в проведении работ, направленных на увеличение или восстановление фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Среди способов воздействия на призабойную зону пласта выделяют:

- гидравлический разрыв пласта;
- тепловая обработка;
- гидропескоструйная перфорация;
- виброобработка;
- кислотная обработка.

Последний способ на практике получил наибольшее распространение. Но несмотря на многолетний опыт применения данного метода и большой объем проведенных исследований по его совершенствованию, значительная часть кислотных обработок не приводит к положительному результату [5]. Причиной неудачной обработки может служить неравномерное распространение кислоты в пласте как по площади, так и по глубине. Закачиваемый в пласт агент движется по путям наименьшего сопротивления, минуя необработанные низкопроницаемые участки. Следовательно, одной из актуальных задач нефтедобычи является повышение эффективности кислотных обработок, особенно на поздней стадии разработки месторождения.

В настоящее время активно набирают популярность методы, которые обеспечивают снижение фильтрации рабочих агентов в высокопроницаемые пропластки для отклонения кислотных растворов в низкопроницаемые [3].

Среди таких методов свою эффективность показали самоотклоняющиеся кислотные составы, способные к гелеобразованию. Вязкоупругая самоотклоняющаяся кислотная система – это безполимерная система отклонения, состоящая из соляной кислоты, смешанной с вязкоупругим поверхностно-активным гелеобразующим агентом. Действие таких систем заключается в способности поверхностно-активных веществ образовывать вязкоупругий гель при контакте кислоты с карбонатной породой.

Механизм данного процесса описывается следующим образом: закачиваемый в скважину агент вначале проникает в участки высокой проницаемости. Кислота, реагируя с карбонатными породами, образует червоточины. Взаимодействие кислотного раствора с породой сопровождается нейтрализацией кислоты, образованием хлористого кальция и повышением pH. В результате, состав композиции начинает превращаться в гель, формируя новый вязкостный барьер. Образовавшийся вязкоупругий гель временно заполняет трещины и червоточины, направляя остатки кислотного раствора в участки с более низкой проницаемостью [4]. Так создается локальное отклонение новых порций кислотного состава к ранее необработанным участкам пласта.

Гель по структуре своей в первом приближении напоминает полимерный. Основное отличие выражается в типе структурообразователя, в случае полимерного геля – молекулы полимеров, а в вязкоупругой системе – динамически существующие цилиндрические мицеллы, состоящие из поверхностно-активных веществ. При достижении определенной концентрации перекрывания данные супрамолекулярные структуры образуют так называемую сетку зацеплений, что в конечном итоге и приводит к формированию вязкоупругого геля [2].

Формированию червеобразных мицелл и их дальнейшему росту способствует ряд факторов: наличие органических и неорганических солей, величина pH и т.п. Процесс формирования червеобразных мицелл представлен на рисунке 1. Образовавшийся вязкостный барьер является временным, так как после завершения работ по обработке барьер разрушается при контакте с углеводородами или по мере нейтрализации кислоты. Очистка такой системы не требует создания больших депрессий на забое, что, в свою очередь, упрощает саму технологию и ведет к снижению стоимости операции и времени на её реализацию.

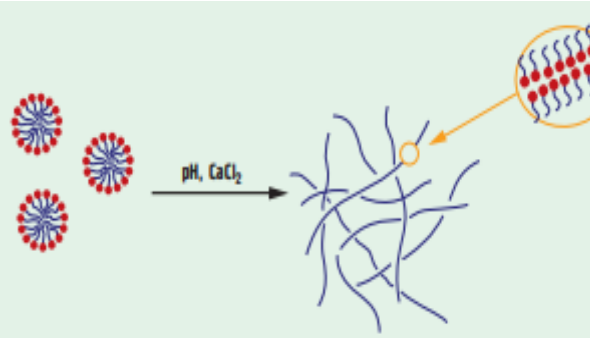


Рис. 1 Формирование червеобразных мицелл [2]

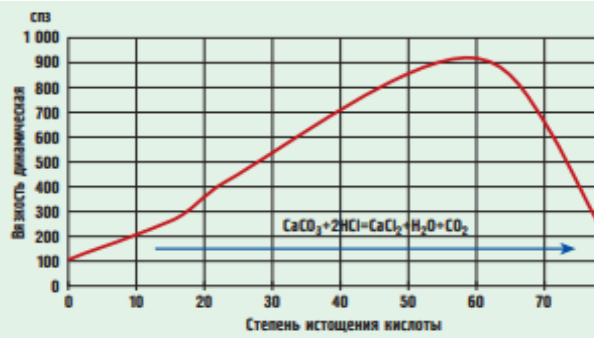


Рис. 2 Динамическая вязкость кислотного состава с добавкой 5% реагента КАТОЛ-40 в зависимости от степени истощения кислоты [2]

Также, исключается вероятность повреждения призабойной зоны и нарушения ее фильтрационных характеристик. На рисунке 2 представлен характер изменения вязкости самоотклоняющегося кислотного состава в зависимости от степени истощения кислоты.

В работе были проанализированы результаты применения следующих самоотклоняющихся кислотных составов: VDA (viscoelastic diverting acid), «Катол» марки 40, СТРИМ-С, Флаксокор 210 с гелирующим агентом Сурфогель А. Вязкоупругая самоотклоняющаяся система VDA разработана специалистами компании Шлюмберже, а остальные кислотные составы являются продуктами отечественного производства.

На основе анализа мирового опыта применения данных самоотклоняющихся кислотных систем для интенсификации притока была составлена сводовая таблица (табл.). Основными ограничениями применения того или иного самоотклоняющегося кислотного состава являются температура пласта, проницаемость и обводненность.

Таблица

Свойства и критерии применимости самоотклоняющихся кислотных составов

Параметры	VDA	Кислотный состав с реагентом Катол-40	СТРИМ-С	Флаксокор 210 с гелирующим агентом Сурфогель А
Концентрация HCl, %	15	12 – 15	15	14 – 18
Плотность при 20 °С, г/см3	–	Не менее 0,8	1,02 – 1,05	1,04 – 1,09
Исходная вязкость при 25 °С, мПа*с	25,2	10 – 15	35 – 40	20 – 30
Максимальная вязкость в пласте, мПа*с	500 – 600	300 – 400	300 – 400	600 – 700
Температура пласта, °С	До 150	До 80	До 120	До 120
Проницаемость пласта, мД	–	Свыше 5	Свыше 20	Свыше 5
Обводненность, %	До 90	До 90	До 80	До 95

В статье [1] описаны исследования трех составов с использованием поверхностно-активных веществ в качестве гелирующего агента: «СТРИМ-С», «Сурфогель марки А» и «VDA». Данное исследование проводилось с целью выбора направленной кислотной обработки призабойной зоны нагнетательных скважин месторождения им. Ю. Корчагина. Лабораторные эксперименты включали следующие операции: входной контроль реагентов, подготовку керна и подтоварной воды, тестирование кислотных растворов, фильтрационные исследования рассматриваемых технологий и сравнительный анализ их эффективности. В результате проведенных исследований, описанных в статье [1], установлено, что эффективность самоотклоняющихся кислотных составов увеличивается в ряду: «СТРИМ-С» < «VDA» < «Сурфогель». Поэтому для повышения приемистости нагнетательных скважин на месторождении им. Ю. Корчагина в качестве самоотклоняющегося кислотного состава был выбран Флаксокор 210-С с гелирующим агентом Сурфогель А. Результатом проведения кислотной обработки является увеличение приемистости нагнетательной скважины на 221%.

На данный момент лучшей отечественной разработкой является самоотклоняющийся кислотный состав Флаксокор 210 с гелирующим агентом Сурфогель А, обладающий более широким спектром применения по сравнению с другими аналогами.

Таким образом, использование самоотклоняющихся кислотных составов для интенсификации притока в условиях падающей добычи очень актуально, а современный опыт применения говорит о высокой положительной результативности.

Литература

1. Андреев К. В. Исследования повышения приемистости нагнетательных скважин самоотклоняющимися кислотными составами в слоисто-неоднородном карбонатном коллекторе / К. В. Андреев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №. 11. – С. 98 – 101.
2. Бурячок С. А. Эффективная технология направленной кислотной обработки карбонатных коллекторов / С. А. Бурячок, А. В. Малыгин, М. А. Ютяев // Нефтегазовая вертикаль. – 2014. – №. 20. – С. 30 – 34.
3. Опыт проведения направленной кислотной обработки карбонатных коллекторов с использованием самоотклоняющейся кислотной системы / Д. В. Ткачев, Г. Г. Печерский, Ю. Р. Кускильдина, А. И. Гавриленко // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – №. 5. – С. 21 – 26.
4. Пестриков А. В. Самоотклоняющиеся кислотные системы на основе вязкоупругих ПАВ: эксперимент и модель / А. В. Пестриков, М. Е. Политов // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2013. – №. 4. – С. 529 – 562.
5. Повышение продуктивности добывающих скважин при применении самоотклоняющегося кислотного состава (на примере скважин Оренбургского НГКМ) / О. Д. Ефимов, Ю. Ш. Рахматулина, М. Ф. Валиев, Д. С. Черевиченко // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – №. 7. – С. 48 – 50.

ПОВЫШЕНИЕ СТЕПЕНИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ИСТОЩЕННЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПАВ-ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ

[1,2]Серебрянников А.А.

Научный руководитель - профессор П.Н.Зятиков [2]

[1] Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

[2] Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большинство нефтегазовых месторождений Томской области находятся на поздних стадиях разработки и характеризуются опережающей обводненностью продукции скважин и низкой степенью выработки запасов углеводородов. Падающие уровни добычи нефти в совокупности с ростом обводненности на нефтедобывающих промыслах все чаще становятся причиной поисков эффективных технологий увеличения нефтеотдачи с целью продления жизненного цикла месторождений.

С целью повышения эффективности технологий МУН на месторождениях Томской области была выполнена работа по оценке возможности применения ПАВ-полимерных составов на поздних стадиях разработки. В литературе и научных журналах большое число работ уделено технологии ASP (англ. «alkaline-surfactant-polymer flooding» - щелочь-ПАВ-полимерное заводнение). Технология предполагает последовательную закачку в пласт поверхностно-активных веществ и щелочи, затем полимера и, наконец, воды. ПАВ способствует мобилизации остаточной нефти в пласте, щелочь помогает снизить потери дорогостоящего ПАВ, полимер вытесняет нефть и удерживает воду [1].

В работе произведена оценка возможности применения ПАВ-полимерных составов на объекте $Ю_1^{2+3}$ нефтяного месторождения «К» Томской области. Глубина залегания пласта составляет 2596 м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта – 6,3 м, пористость – 0,16 д.ед., проницаемость – $6,6*10^{-3}$ мкм^2, нефтенасыщенность пласта – 0,53 д.ед., песчанистость – 0,92 д.ед., расчлененность – 2,0 ед., температура пласта – 93 ^oC, давление пластовое – 27,4 МПа. Объект $Ю_1^{2+3}$ разрабатывается с 1998 года, фонд скважин составляет 580 ед., доля неработающего фонда – 10 % или 59 скважин, средняя текущая обводненность – 88 %.

Для обоснования применения технологии щелочь-ПАВ-полимерного заводнения на поздней стадии разработки объекта $Ю_1^{2+3}$ была создана аналитическая модель, позволяющая моделировать возможное изменение подвижных запасов нефти в пределах выбранного участка работ в зависимости от снижения коэффициента остаточной нефтенасыщенности (Кно). Под остаточной нефтенасыщенностью подразумевается то количество нефти в продуктивном пласте, которое остается в нем после полной выработки запасов вытеснением их водой или газом. Величина остаточной нефтенасыщенности зависит от существующего в поровых каналах горной породы капиллярного давления [2]. Подразумевается, что за счет структурно-химических особенностей ПАВ-полимерных составов при нагнетании в продуктивный пласт, в отличии от закачки воды, создается более равномерный фронт вытеснения остаточных запасов, охватывающий не только высокопродуктивные участки пласта, но и слабопроницаемые застойные зоны, в которых остаточная нефть не затрагивается процессом разработки при реализации традиционного заводнения.

Оценка эффективности закачки ASP осуществлялась для участка опытно-промышленных работ (ОПР), отобранного в пределах границ эксплуатационного объекта $Ю_1^{2+3}$, геолого-физические особенности которого удовлетворяют границам применимости технологии ASP. Для участка ОПР и моделирования выбрана группа добывающих скважин, изолированных «кольцом» нагнетательных скважин – это позволяет повысить точность и надежность проводимой оценки, так как минимизирует воздействие текущих промысловых операций на исследуемые добывающие скважины. На рисунке 1 представлен выбранный участок ОПР на карте плотности остаточных подвижных запасов (ОПЗ) объекта $Ю_1^{2+3}$.

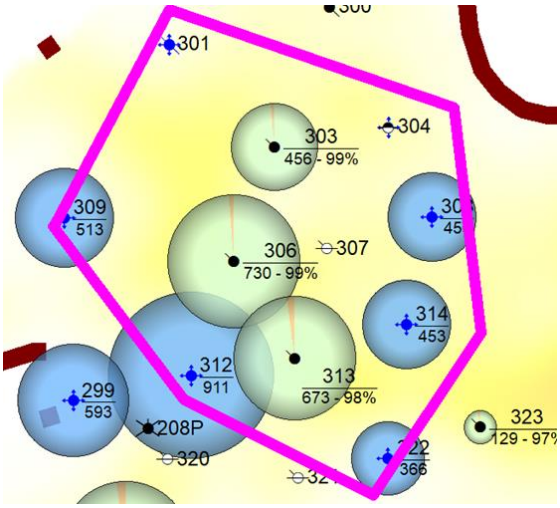


Рис.1 Участок ОПР на карте ОПЗ объекта $Ю_1^{2+3}$

Накопленная добыча нефти по выбранному участку ОПР на 01.2021 г. составляет 1317 тыс.т. при начальных геологических запасах нефти 3992 тыс.т (текущий КИН = 0,330 д.ед.). Исходные геологические данные выгружены из гидродинамической модели и представлены в таблице 1.

Таблица 1

Исходные данные для расчета по участку ОПР

Показатели	Участок ОПР	Скв. 303	Скв. 306	Скв. 313
Текущий дебит нефти, т/сут	10,9	7,0	9,8	16,1
Текущая обводненность, %	98,7	99	99	98
Накопленная добыча нефти, тыс.т	1317	349,9	443,3	523,3
Начальные геологические запасы, тыс.т	3992	-	-	-
Поровый объем, тыс. м^3	37044	-	-	-
Пористость, д.ед	0,16	0,16	0,17	0,16
Кн начальный, д.ед	0,57	0,58	0,54	0,59
Кн текущий, д.ед	0,38	0,36	0,4	0,38
Кно, д.ед	0,26	0,22	0,33	0,22
Подвижные текущие запасы по ГДМ, тыс. т	272,1	91,4	109,6	71,1

На рисунке 2 представлен результат расчетов предполагаемого прироста подвижных запасов за счет снижения коэффициента остаточной нефтенасыщенности Кно после закачки оторочки ASP.

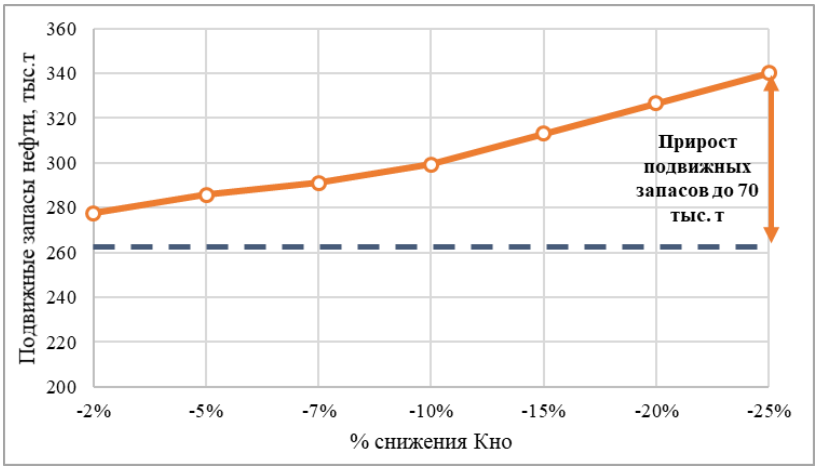


Рис.2 Расчетный прирост подвижных запасов за счет снижения Кно

Согласно расчетам, в условиях выбранного участка ОПР объекта $Ю_1^{2+3}$ месторождения «К» Томской области снижение Кно на 25 % позволит мобилизировать и дополнительно добыть порядка 70 тыс.т остаточных запасов нефти с трех добывающих скважин, конечный КИН поднимется с 0,330 до 0,415 д.ед..

Для подтверждения полученной эффективности технологии ASP в данных геолого-физических условиях необходим гидродинамический расчет на фильтрационной модели участка ОПР.

Литература

1. Прочухан К.Ю. Современные методы увеличения нефтеотдачи. Практический опыт применения отечественной технологии Щелочь-ПАВ-Полимер (ASP) на нефтяных месторождениях Западной Сибири // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 10. – С. 50 – 54.
2. Ахметов Р.Т., Габзалилова А.Х. Остаточная нефтенасыщенность и микронеоднородность продуктивных пластов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 4. – С. 31 – 39.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СЕТКИ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ В ТЕРРИГЕННЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Смирнов В.А.
Научный руководитель - доцент А.М. Шагиахметов
Санкт-Петербургский Горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

В данный момент большинство новых месторождений разрабатываются с помощью горизонтальных скважин (ГС). Это происходит вследствие того, что дебит ГС превышает дебит вертикальных скважин (ВС) в среднем в 4-6 раз из-за большего контакта скважины с коллектором [6], то есть разработка более выгодна с экономической точки зрения. Также ГС предпочтительнее для залежей с высоковязкой нефтью, в низкопроницаемых коллекторах и в коллекторах с вертикальной трещиноватостью [2].

Существующие методики подбора оптимальной системы разработки требуют применения дорогостоящего специализированного программного обеспечения, больших вычислительных мощностей и высокой степени разведанности проектируемого объекта разработки. Однако для нового месторождения последнее условие невыполнимо.

Поэтому необходимо создание методики, позволяющей оперативно и без больших затрат ресурсов и времени оценить оптимальные параметры системы разработки месторождения ГС.

В работе [5] была предложена методика на основе формул Батлера для определения оптимального расстояния между скважинами и метода Гуо для определения оптимальной длины горизонтального окончания. Однако в методике Батлера требуется значение накопленной добычи ВС до достижения предельной обводненности. Этот параметр невозможно получить на начальном этапе разработки месторождения, в связи с этим возникает необходимость в ином способе расчета, который и представлен в данной статье.

В данной методике расчёта мы задаёмся значением расстояния между скважинами, то есть шириной элемента разработки L_y. Для каждого из этих значений определяется оптимальная длина горизонтального окончания L исходя из метода Гуо, описанного в статье [5]. Далее подставляем полученное оптимальное значение длины горизонтального окончания L и заданное значение L_y, определяем оптимальную площадь дренирования из соотношений Батлера. Длина элемента разработки L_x для лобовой и шахматной систем соответственно:

$$L_x = \sqrt{A + L^2};\ L_y = \frac{A}{L_x} \tag{1}$$

$$L_x = \sqrt{1{,}15 \cdot A + L^2};\ L_y = \frac{A}{L_x} \tag{2}$$

где А – площадь дренирования ГС, м^2.

Переходим к расчету коэффициента охвата $K_{охв}$ данного элемента. Площадь элемента будет равна произведению L_x и L_y, а площадь дренирования ГС равна $\pi a_1 a_2$, где a_1 и a_2 – большая и меньшая полуоси эллипса соответственно.

Сначала рассчитаем радиус контура питания $R_к$ для ВС исходя из работы [3]:

$$R_к = \frac{\Delta P}{G_0 \cdot ln\frac{2 \cdot \sqrt{\chi t}}{r_{пр}}} \tag{3}$$

где χ – пъезопроводность пласта, м^2/с; t – время с момента начала работы, с; $r_{пр}$ – приведенный радиус скважины, м; G_0 – начальный градиент сдвига, Па/м.

Значение начального градиента сдвига (в МПа/м) определяется согласно М.Г. Алишаеву [1] по формуле:

$$G_0 = \frac{\alpha \cdot \tau_0}{\sqrt{k}} \tag{4}$$

где τ_0 – предельное напряжение сдвига, Па; k – проницаемость пласта, мкм^2; α – коэффициент, учитывающий связь эффективного радиуса наиболее крупных пор с проницаемостью (α = 0,0167).

После определения контура питания ВС рассчитаем значение a_1 и a_2:

$$a_1 = \frac{L}{2} + R_к \tag{5}$$

В статье [4] площадь дренирования была представлена как сумма линейного притока к центру скважины и радиального притока к ее концам. Следовательно, площадь дренирования будет равна:

$$A = \pi {R_к}^2 + 2 \cdot R_к \cdot L \tag{6}$$

Исходя из этого найдём соответствующую ей a_2 :

$$a_2 = \frac{\pi {R_к}^2 + 2 \cdot R_к \cdot L}{\pi \cdot a_1} \tag{7}$$

$$K_{охв} = \frac{\pi a_1 a_2}{L_y L_x} \tag{8}$$

Однако необходимо учесть, что скважина также влияет и на соседние элементы, и это влияние у лобовой и шахматной сетки различно.

Получается, что часть области дренирования может оказывать влияние на другой элемент. Следовательно, это влияние не стоит учитывать для рассматриваемого элемента. Поэтому части площади, выходящие за предел элемента, необходимо вычесть из числителя. При этом у рядной и лобовой систем размещения будут отличия, отражающие преимущества шахматного расположения. То есть интерференция между скважинами при шахматной

сетке будет меньше, вследствие их расположения. Часть области дренирования, выходящей за пределы своего элемента будет охватывать незатронутые зоны другого, тем самым повышать коэффициент охвата. Это влияние учитывается в формуле прибавлением данной площади.

Тогда коэффициент охвата при лобовой и шахматной системах размещения, соответственно:

$$K_{\text{охв лоб}} = \frac{\pi a_1 a_2 - S_{\text{верт}} - S_{\text{гор}}}{L_y L_x} \quad (9)$$

$$K_{\text{охв шахм}} = \frac{\pi a_1 a_2 - S_{\text{верт}} - S_{\text{гор}} + S_{\text{пересеч}}}{L_y L_x} \quad (10)$$

Для расчёта интерференции воспользуемся соотношением Батлера [2]:

$$Q_0 = \frac{2 \cdot L_y}{\pi \cdot h} \cdot \sqrt{\frac{K_v}{K_h}} \cdot R_{ec} = K \cdot L_y \cdot K_{\text{охв}} \quad (11)$$

где Q_0 – отношение накопленной добычи скважины при данной области дренирования к добыче данной скважины в бесконечном пласте, д.ед.; K – коэффициент, учитывающий параметры пласта, м$^{-1}$.

При таком расчете удобство заключается в отсутствии необходимости расчета коэффициента *K*, так как он будет постоянен для всех скважин и не будет влиять на значение функции.

Вводим функцию равную произведению коэффициента охвата на накопленную добычу с учётом интерференции. Оптимальным расстоянием принимается то, в которой эта функция максимальна:

$$f = \sqrt{K_{\text{охв}} \cdot Q_0} \quad (12)$$

Таблица 1

Усредненные геолого-промысловые характеристики эксплуатационного объекта Нх-IV

Параметр		Значение	Параметр	Значение
Тип коллектора		терригенный	Пористость, д.ед.	0,16
Площадь нефтеносности, тыс.м^2		44 561	Средняя нефтенасыщенность, д.ед.	0,36
Средняя	общая	7,9	Проницаемость, мкм^2·10^{-3}	2,9
толщина, м	нефтенасыщенная	4,3	Начальное пластовое давление на ВНК, МПа	26,7

В ходе расчётов по методу Гуо было определено, что трение в горизонтальном стволе скважины мало, поэтому длина горизонтального окончания будет ограничена только технологическими возможностями. Исходя из возможности буровой установки длина горизонтального окончания принята 2000 м.

Таблица 2

Результаты расчета коэффициента охвата и интерференции для выбранного объекта

Функция f, д.ед.	Длина горизонтального окончания скважины L, м	Расстояние между рядами скважин L_y, м	Длина элемента разработки L_x, м	Коэффициент охвата $K_{\text{охв шахм}}$, д.ед	Коэффициент, учитывающий интерференцию скважин Q_0, д.ед
100	2000	100	2051	0,97	100
197	2000	200	2102	0,99	198,4317
254	2000	300	2156	0,92	276,1598
232	2000	400	2210	0,75	304,9308
100	2000	500	2266	0,59	299,6284

По рассчитанным данным видно, что функция максимальна при ширине элемента равной 300 м. То есть оптимальным будет являться расстояние между рядами скважин равное 300 м.

В ходе данной работы была представлена методика выбора оптимальных параметров сетки ГС. Её преимуществом является скорость и простота расчёта с использованием стандартных входных данных.

Для рассматриваемого объекта оптимальное расстояние между рядами скважин составило 300 м, длина скважин не ограничена потерями на трение и должна выбираться исходя из технологических возможностей буровой установки, что для данного месторождения составляет 2000 м. Длина элемента разработки будет равна 2156 м, значит, расстояние между скважинами в ряду составит 156 м. Именно такие значения расстояния между скважинами рекомендуются при низкой проницаемости коллектора, что доказывает адекватность методики.

В дальнейшем планируется произвести расчёт основных параметров разработки месторождения для ГС и сравнить данные параметры с параметрами при разработке месторождения ВС.

Литература

1. Алишаев М.Г. Моделирование и расчёт в прикладной механике и добыче нефти. Спецкурс для магистров / М.Г. Алишаев – Махачкала: АЛЕФ, 2015. – 288с.
2. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2010. – 519 с.
3. Казанцев А.В. Расчет радиуса контура питания нефтяных скважин. Исслед. по информ, Отечество, Казань, 2001. – №.3. – с. 145 – 148.
4. Насыбуллин А.В. Управление моделью установившегося притока жидкости к горизонтальной скважине и трещине бесконечной проводимости. Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности / А.В. Насыбуллин, А.В. Лифантьев, В.В. Васильев, А.Н. Астахова. – 2014. – № 6. – С. 27 – 31

5. Смирнов В.А. Анализ применения рядной системы разработки горизонтальными скважинами терригенных низкопроницаемых коллекторов нефтяного месторождения Западной Сибири – Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: материалы XIII Всерос. науч.-техн. конф. (г. Пермь, 18–19 ноября 2020 г.): в 2 т. – Пермь – Екатеринбург, 2020. – С. 380 – 386
6. Сучков Б.М. Горизонтальные скважины. – Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006 – 424 с.

АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА, ВЛИЯЮЩИХ НА ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Собослаи М.Г.
Научный руководитель - профессор О.С. Чернова
Национальный исследовательский Томский Политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время все больше месторождений можно отнести к «стареющим», так как на данных месторождениях снижается уровень добычи и происходит значительный рост обводненности скважинной продукции. При этом коэффициент извлечения нефти не превышает 0,35%. Это означает, что с каждым годом увеличиваются объемы трудноизвлекаемой нефти, которую трудно добыть традиционными методами. Соответственно, необходимо более качество осуществлять доработку имеющихся запасов. Поэтому нефтяным компаниям и науки в целом необходимо уделять максимальное внимание совершенствованию технологий разработки месторождений на последних стадиях.

Полимерное заводнение (ПЗ) является одной из технологий, с помощью которой можно увеличить коэффициент извлечения нефти. Сущность ПЗ заключается в закачке в пласт раствора воды с добавлением полиакриламида (ПАА). При ПЗ происходит увеличение вязкости раствора и отношения подвижности воды и нефти, что приводит к выравниванию фронта вытеснения и уменьшению числа высокопроницаемых пропластков [1]. В следствии чего увеличивается коэффициент охвата пласта заводнением.

Первым этапом и наиболее важным при применении ПЗ является рассмотрение геолого-физических условий. Диапазон условий для применения данной технологии значительно расширился за последние годы, что позволило применять ПЗ на месторождениях, где ранее технология не применялась. Данный тип заводнения применяем в обоих типах коллектора, в карбонатном и терригенном. Благодаря разработкам в нефтехимии появилась возможность применять полимеры в более жестких условиях, т.е. разрабатываются различные добавки. Специальное оборудование, которое применяется исходя из процесса закачки раствора, позволяет повысить эффективность технологии и минимизировать риск разрушения полимера до попадания в пласт. Как видно из таблицы ПЗ возможно применять для пластов с высокой температурой и минерализацией, а также для пластов с высоковязкой нефтью, что ранее было невозможно [2]. Полимерные растворы обеспечивают более эффективное применение удовлетворяющие нескольким основным параметрам:

Таблица

Параметры полимерного заводнения

Характеристики пласта	Текущий диапазон применения
Проницаемость, мкм^2	0,01 - 10
Пластовая температура, ºС	> 140
Вязкость нефти в пласте, сП	> 13 000
Плотность нефти, кг/м^3	> 965,9
Минерализации пластовой воды, г/л	< 280
Текущая нефтенасыщенность, %	> 20

Как видно из характеристик, удовлетворяющих основным требованиям ПЗ, важную роль играют проницаемости пласта, температура пласта и минерализация пластовой воды. Стоит отметить, что в карбонатных коллекторах практически не применяется ПЗ, так как в данном типе коллектора присутствуют ионы кальция Ca^{2+} и магния Mg_{2+}, что может привести к осаждению полимера солями кальция и магния. Поэтому при применении ПЗ в карбонатных коллекторах необходимо более тщательно изучить характеристики пласта и проводить лабораторные исследования с целью нахождения оптимального состава.

Одним из основных параметров является целевая вязкость (коэффициента сопротивления) закачиваемого агента. При применении ПЗ в неоднородном пласте при наличии перекрестных межпластовых перетоков идеальная вязкость, используя закон Дарси, равна: μ полимера = отношение подвижностей * контраст проницаемости [3].

Контраст проницаемости представляет собой отношение проницаемости более высокопроницаемого пропластка к проницаемости более низкопроницаемого пропластка. Если же перетоков между пласта нет, то этот множитель не учитывается при расчете идеальной вязкости. В работе [3] описан случай Дацина. В данном случае коэффициент подвижности последней точки составляет 10, в контраст проницаемости – 4. Соответственно, была найдена оптимальная вязкость полимера, которая составила 40 сПз. На некоторых месторождениях с тяжелой нефтью эта стратегия едва применима, учитывая требуемую вязкость и связанные с этим затраты (не учитывая аспекты, связанные с приемистостью). Чтобы учитывать неоднородности, целевое значение отношение подвижностей должно быть ниже 1.

На эффективность ПЗ влияет коэффициент подвижности, который находится как отношение подвижности вытесняющего агента (λв) к подвижности вытесняемого агента (λо): $M = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \frac{\frac{\mu_o}{K_{ro}}}{\frac{\mu_w}{K_{rw}}}$.

Где: K_{rw}, K_{ro} – относительная проницаемость воды и нефти соответственно; μ_w, μ_o – эффективная вязкость воды и нефти соответственно.

Коэффициент подвижности (М) при вытеснении нефти водой больше 1. Это объясняется тем, что вязкость воды меньше вязкости нефти. В результате чего в направлении отбора жидкости происходит прорыв воды, который приводит к увеличению обводнённости скважины.

Селективное тампонирование зон пласта с высокой проницаемостью возможно при использовании полимерных растворов. Все это приводит к перераспределению фильтрационных потоков и, как следствие, выравниванию профиля заводнения. Проникновение вытесняющего агента в зоны с низкой проницаемостью происходит из-за выравнивания профиля заводнения (Рис. 1). Все эти факторы приводят к тому, что агент вытеснения проницает в область с низкой проницаемостью, куда ранее он не мог попасть. За счет этого вытеснение нефти происходит не только из высокопроницаемых областей, но и из низкопроницаемых областей, что повышает эффективность ПЗ (Рис. 2)

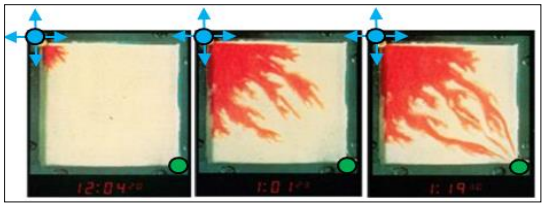


Рис. 1 Соотношение подвижностей >1 (Вода)

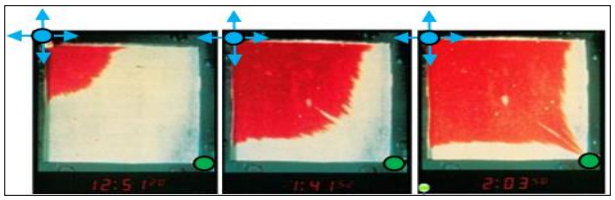


Рис. 2 Соотношение подвижностей <1 (Полимер)

Из-за повышения вязкости вытесняющего агента появляется дополнительное сопротивление в пласте. Давление для закачки полимерных растворов в пласт должно быть выше давления заводнения водой. Повышение давления закачки необходимо, чтобы обеспечить сохранение приемистости скважины и поддерживать пластовое давление. Результатом связи макромолекул с определенным гидродинамическим объёмом в растворителе является такой параметр, как вязкость полимера. При деструкции полимера происходит разрыв молекул, что приводит к снижению эффективности заводнения. Выделяют следующие типы деструкции полимера: химическая, механическая и термическая. Химическая деструкция заключается в образовании свободных радикалов. Образование происходит за счет взаимодействия молекул полимера и кислорода. Перед закачкой в пласт полимер должен быть растворен в воде. В воде присутствуют элементы, которые способны вступить в реакцию с кислородом O_2, сероводородом H_2S, железом Fe^{2+} и пр. Рисунок 3 иллюстрирует химическую деструкцию полимера при температуре 46°C при использовании гипохлорита натрия NaClO.

Большое сдвиговое напряжение способствует наступлению механической деструкции. Повышенное сдвиговое напряжение отмечается в определенных типах насосов, клапанах, штуцерах и при определенных типах заканчивания скважины. 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. Также сдвиг можно наблюдать при прохождении жидкости по насосам или в призабойной зоне пласта. В трубах и оборудовании, при проведении полимерного заводнения, рекомендуется не превышать скорость потока жидкости более 5 м/с [4]. На рис.4 представлена сдвиговая деструкция полимера через 1.75 мм перфорационное отверстие.

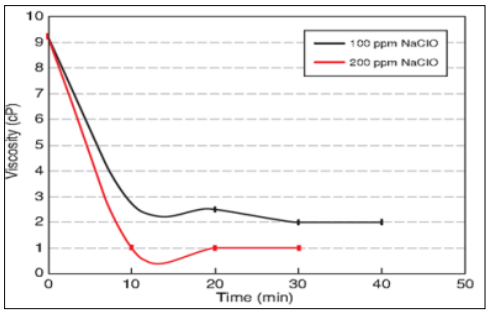


Рис. 3 Химическая деструкция полимера

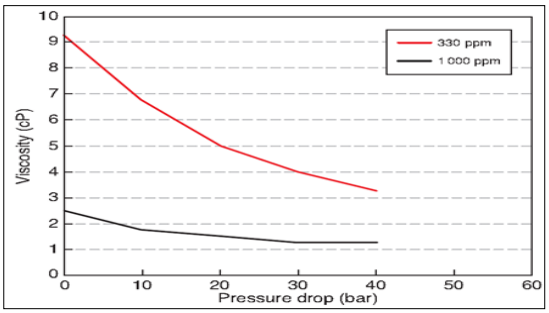


Рис. 4 Сдвиговая деструкция полимера

Термическая деструкция развивается из-за воздействия на раствор высоких температур. Реакции осаждения между гидролизованным ПАА и двухвалентными ионами пластовой воды (Ca^{2+}, Mg^{2+}) происходят на основе частично гидролизованного полиакриламида, реакция ведет к потере вязкости раствора закачки. Гидролиз полимера также может происходить и при низких температурах (50 ºС) 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[5].

Таким образом, методика полимерного заводнения является одной из перспективных технологий, которая будет активно внедряться в ближайшие годы. Применение данной технологии приводит к существенным изменениям фильтрационных потоков в продуктивном пласте, в связи с этим, выбор полимера и анализ геолого-физических свойств пласта при выборе полимера является важным звеном в процессе полимерного заводнения.

Литература

1. Clarke A. How Viscoelastic-Polymer Flooding Enhances Displacement Efficiency/ A. Clarke et al // Society of Petroleum Engineers, 1 June 2016. doi:10.2118/174654-PA.
2. Leblanc T. Rheological Properties of Stimuli-Responsive Polymers in Solution to Improve the Salinity and Temperature Performances of Polymer-Based Chemical Enhanced Oil Recovery Technologies / T. Leblanc et al // Paper SPE 174618 presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 August 2015.
3. Seright R.S. / How Much Polymer Should Be Injected During a Polymer Flood? / R.S. Seright // Paper SPE 179543 presented at the Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, 11-13 April 2016. doi: 10.2118/179543-MS.
4. Тома А. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти / А. Тома [и др.] // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2017. – № 7-8. – С. 58 – 66.
5. Повышение эффективности полимерного заводнения [Электронный ресурс]. URL: https://snf-group.ru/wp-content/uploads/2015/05/Oil-30_Years_of_EOR.pdf

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В УСЛОВИЯХ ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА С ТРИЗ

Суворов А.А.

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский Политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация: В статье рассматриваются методы повышения нефтеотдачи, основанные на заводнении водогазовыми системами. Также приводятся примеры месторождений, на которых данные методы были успешно применены, даётся оценка перспектив дальнейшего применения методов водогазового заводнения и их возможного развития. Ключевые слова: месторождение, водогазовое воздействие (ВГВ), методы увеличения нефтеотдачи (МУН), трудноизвлекаемые запасы, высоковязкая нефть. На современном этапе развития нефтяной индустрии доля трудноизвлекаемых запасов при разработке месторождений растёт. Это связано со вступлением уже разрабатываемых месторождений на третью и четвёртую стадии, которая характеризуется снижением производственных дебитов и увеличением количеста нефти в общей доли неохваченных разработкой запасов. Возникает необходимость в усовершенствовании методов извлечения углеводородов, привлекаются новые технологии.

Под методами увеличения нефтеотдачи понимают операции, направленные на увеличение коэффициента нефтеотдачи пластов. Существует большой кластер технологий, позволяющих увеличить КИН, но в данной статье предполагается рассмотреть водогазовое воздействие.

Ссылаясь на современную классификацию методов водогазового воздействия следует выделить два основных:

1) Совместное нагнетание вытесняющих агентов (в иностранных источниках SWAG - Simultaneous Water Alternating Gas injection);
2) Раздельное нагнетание вытесняющих агентов (WAG - Water Alternating Gas injection), которое в свою очередь подразделяется на:
   - А) Смешивающееся вытеснение (Miscible WAG injection)
   - Б) Несмешивающееся вытеснение (Immiscible Wag injection)

Примеров опыта применения несмешивающегося вытеснения в российской истории нефтегазового дела достаточно много, при этом в данной статье будет рассмотрена реализация водогазового воздействия в условиях гидрофобного коллектора.

Самолтлорское месторождение – ярковыраженный пример залежей, представленных пластами с гидрофобным коллектором. На данных пластах проводились опытные испытания водогазового воздействия: была осуществлена несмешивающаяся закачка попутного газа и воды, в скважины с низкими показателями продуктивности. Результаты опытных испытаний показали повышение дебитов скважин и снижение обводнённости добываемой продукции. Высокая состоятельность водогазового воздействия на этапе опытных испытаний позволила реалилизовать её в промышленном масштабе, при этом нефтеотдача выросла на семь процентов, а темпы разработки увеличились почти в три раза. Попеременная закачка воды и газа также применялась на Журавлёвско-Степановском месторождении, что позволило увеличить дебиты по нефти на 50 процентов, пластовое давление с 0,95 до 1,7 МПа, а также снизить обводнённость продукции [1]. В зарубежной истории данный тип вытеснения наиболее часто встречается на месторождениях Северного моря, пласты которых залегают на малых глубинах, а нефть имеет малое значение вязкости. Вода обеспечивала высокий коэффициент подвижности, а газ, частично смешиваемый с нефтью, уменьшал поверхностное натяжение, тем самым повышая коэффициент вытеснения. В совокупности, эти два фактора повышали нефтеотдачу пластов [2].

Резюмируя опыт данных месторождений, стоит отметить высокую состоятельность применения несмешивающегося вытеснения, но при этом следует учесть, что наиболее рациональным вариантом использования данного метода будет являтся совокупность факторов: наличие источников газа, пластов с высокой неоднородностью залегающих на небольших глубинах, а также гидрофобного коллектора. Технология смешивающегося вытеснения

приобрела высокую популярность при разработке высоковязких нефтей из-за свойств газа: при растворение газа в нефти приводит к уменьшению вязкости смеси, что повышает коэффициент вытеснения, при этом при закачке необходимо достигнуть давления смесимости, к примеру, добавляют диоксид углерода, который плавно снижает величину максимального давления смесимости [3].

Данный тип вытеснения применялся на месторождениях Тимано-Печорской провинции для разработки нефтяных оторочек газо-нефтяных месторождений [1]. На зарубежных месторождения Северного моря смешивающаяся закачка была реализована на месторождениях Статфьорд, Брент и других [2].

При этом стоит отметить, что реализация данного метода зависит от наличия источников газа и возможности закачивать газ под высоким давлением, чтобы достичь давления смесимости в целевом пласте (возникает потребность в компрессорах высокой мощности). Совместное нагнетание вытесняющих агентов (SWAG injection) используется гораздо шире, чем технология раздельного нагнетания, поскольку не требует большого количества газа и компрессорных установок. В России данная технология была реализована на Фёдоровском, Советском, Вахском Илишевском и многих других месторождениях. На опытно-промышленных участках Фёдоровского месторождения применение водогазового воздействия позволило увеличить профиль приемистости, улучшить фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта, но при этом возникла проблема гидратообразования. Экономическая эффективность данных мероприятий не была оценена из-за кратковременного и несистемного характера испытаний.

Репрезентативные и удобоваримые результаты были получены при реализации данного метода на Советском месторождении, где за пять месяцев испытаний было дополнительно добыто 2,6 тыс. тонн нефти, снижена обводнённость продукции с 92 до 81 процента и, в добавок, была решена проблема утилизации попутного нефтяного газа. На Илишевском месторождении применение водогазового воздействия позволило превысить проектный показатель по добыче нефти на 25-30 процентов, при этом коэффициент извлечения нефти достиг 40 процентов. На месторождении также была полностью решена проблема с утилизацией попутного нефтяного газа (100% утилизация) [1].

Эффективность всех методов водогазового воздействия зависит от множества факторов, но одним их главных является характер смачиваемости коллектора. Было проведено множество исследований, в которых рассматривалась степень эффективности ВГВ в условиях гидрофильного и гидрофобного коллекторов. В частности, теоретические положения предсказывали высокую состоятельность совместного нагнетания в условиях гидрофобного коллектора. В данном типе коллектора вода занимает крупные поры, повышая каппилярное давление, достаточное для противодействия движению газа, который в свою очередь проникает в мелкие поры, замещая находящуюся в них нефть. При этом совместная закачка воды и газа позволяет водной фазе осуществлять коррекцию в сторону замедления скорости движения газовой фазы, и таким образом, достигается устойчивость фронта вытеснения. Фильтрационные эксперементы подтвердили высокую эффективность ВГВ для гидрофобных коллекторов, однако для гидрофильных коллекторов закачка газа (в том числе и в качестве смеси с водой) оказывается малоэффективным из-за отсутствие массообменных процессов между нефтью и вытесняющим агентом (газом) [4].

Современные изыскания в области совершенствования технологии нагнетания водогазовой смеси привели к созданию технологии FAWAG (Foam Assisted Water-Alternating Gas injection). Данная технология основана на добавлении системы на основе пены, что в свою очередь увеличивает коэффициент охвата по объёму, и позволяет снизить значение газового фактора в добываемой продукции. На данном этапе технология была реализована в лабораторных условиях на керновом материале и противопоставлена технологии SWAG. При одинаковых условиях процесс заводнения с использованием пенной системы показал рещультаты лучше, чем заводнение водогазовой смесью. В первом случае, процент пропитки составил 92% объёма против 61% для второго варианта заводнения. В конечном итоге, это сказалось на значении коэффициента вытеснения нефти (рис. 1,2):

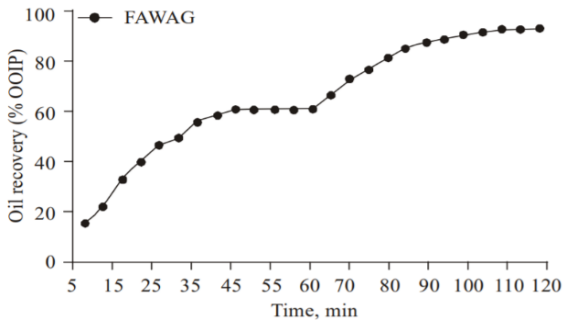


Рис. 1 График значений КИН для SWAG

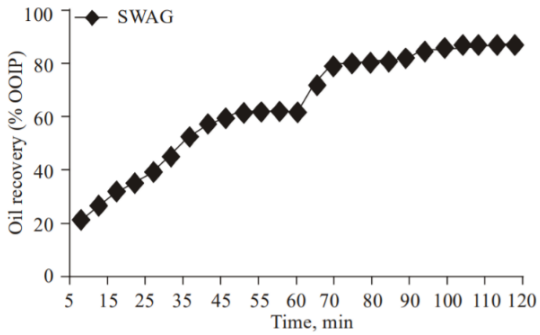


Рис. 2 График значений КИН для FAWAG

Для более детальной оценки разницы в эффективности исследуемых методов приводится скомпелированый график для двух методов (рис. 3):

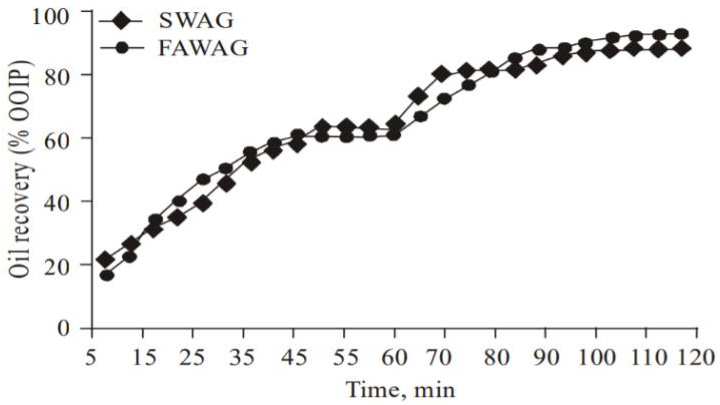


Рис. 3 Сравнение полученных значений КИН для исследуемых методов

Анализируя полученные данные, можно прийти к выводу, что технология FAWAG даёт существенное увеличение нефтеотдачи, в сравнении с совместным нагнетанием водогазовой смеси [5].

Литература

1. Вафин Т.Р. Совершенствование технологий водогазового воздействия на пласт на нестационарном режиме: дис. канд. технич. наук. Татарский науч.-исслед. и проек. институт, Бугульма, 2016.
2. Afeez O. Gbadamosi, Joseph Kiwalabye, Radzuan Junin, Agi Augustine. A review of gas enhanced oil recovery schemes used in the North Sea. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology 8, 1373-1387, – 2018.
3. Любимов Н.Н., Телков В. П. Достижение смешивающегося вытеснения нефти при реализации газовых и водогазовых методов воздействия на пласт [Текст] / URL: https://www.researchgate.net/publication/324043580
4. Зацепин В.В., Матвеев Ю.Г., Макатров А.К. Причины снижения эффективности водогазового воздействия в условиях коллектора с гидрофильными свойствами поверхности [Текст] / Нефтегазовое дело. – 2010, – Т.8, – №2.
5. Saleem Qadir Tunio, Tariq Alo Chandio, Muhammad Khan Memon. Comparative Study of FAWAG and SWAG as an Effective EOR Technique for a Malaysian Field. Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology 4(6): 645-648, 2012

ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПО ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СОВЕТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Терпинская В.В.
Научный руководитель - доцент А.В. Никульчиков
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день большинство крупных месторождений находятся либо на завершающей стадии, либо на стадии падающей добычи, а среди новых часто вводятся месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, рентабельность разработки которых не всегда находится на оптимальном уровне (в основном низком) [2]. В большинстве случаев нефтяные месторождения содержат больше одного продуктивного пласта и многие из них достаточно сильно различаются по геолого-физическим характеристикам и при их совместной эксплуатации будет возникать ряд проблем, например, таких как сильное различие в темпах выработки пластов, возможность отсутствия депрессии на пласты в отдельности, появление перетоков флюида между пластами вследствие разности пластовых давлений и ряда других проблем.

Вследствие этого возникает необходимость применения новых или существующих эффективных технологий разработки многопластовых нефтяных месторождений. Среди них необходимо выделить технологию одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). Для условий региона – Западная Сибирь – технология ОРЭ с применением компоновок погружного оборудования с разобщающими пакерами и системами мониторинга с разобщением пластов в большинстве случаев являются наиболее предпочтительными [1]. Целью работы является анализ технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин и путей совершенствования технологии применением малогабаритного насосного оборудования.

Помимо стандартных компоновок для проведения ОРЭ существуют пути оптимизации внедрения технологии. Среди них в работе будет выделено применение малогабаритных установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Наиболее весомыми аргументами в пользу использования данного оборудования будет высокая энергоэффективность, высокая наработка на отказ и возможность применения в эксплуатационных искривленных, наклонных и горизонтальных колоннах небольшого диаметра. Также будет представлено решение для раздельного замера дебита скважинной продукции каждого пласта в отдельности. Предлагаемое техническое решение (компоновка) (рис.) представляется собой однолифтовую систему одновременно-раздельной добычи на базе двух установок ЭЦН (верхний и нижний), располагающихся на двух погружных вентильных приводах, с разобщением пластов посредством применения пакера.

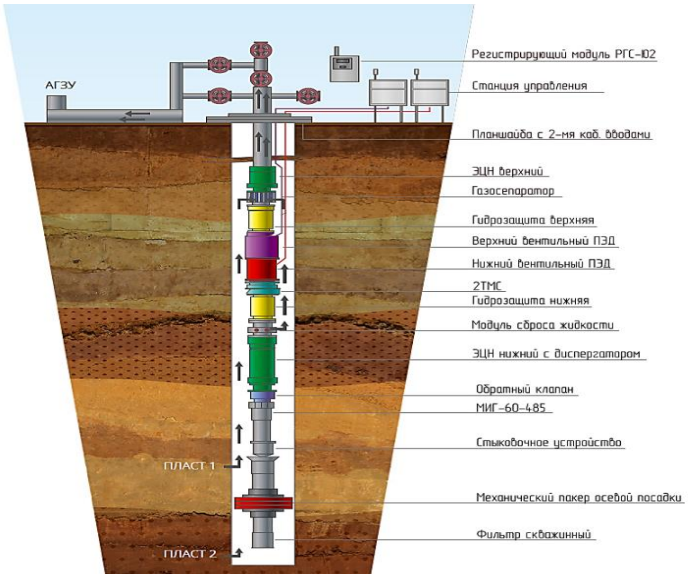


Рис. Схема компоновки 2УДН

Нижняя установка ЭЦН управляется нижним вентильным двигателем и производит забор скважинной жидкости из-под пакера, которая далее перекачивается в затрубное пространство. При этом учитывается, что подбор УЭЦН проводится по геолого-техническим характеристикам нижнего пласта скважины. Далее верхний насос, управляемый верхним вентильным двигателем, производит забор жидкости из скважины, поступающей и от нижней установки ЭЦН и от верхнего пласта. При этом учитывается, что подбор УЭЦН проводится по геолого-техническим характеристикам двух пластов скважины. Контроль параметров работы установки производится системой МИГ-60-485 и телеметрической системой 2ТМС.

Комплексная система измерения МИГ-60-485 устанавливается нам нижним пластом и предназначена для произведения замеров пластового давления и температуры, а также система производит оценку расхода и влагосодержания извлекаемой скважинной жидкости. Телеметрическая система 2ТМС обеспечивает контроль параметров работы погружных электродвигателей. Система контролирует показатели температуры среды около двигателей, температуру масла в них, давление скважинной среды и уровень вибрации при работе ПЭД.

Далее комплекс телеметрической информации, получаемой от МИГ-60-485 и 2ТМС передается к наземному оборудованию посредством передачи через силовой кабель ПЭД. Информация отражается в наземном регистраторе РГС-Ю2 и далее хранится, и передается на удаленный сервер по GSM-каналу (Global System for Mobile Communications), а также в систему телемеханики.

К задачам, решаемым предлагаемой компоновкой, относится:

- Снятие лицензионных рисков с недропользователей;
- Оперативное реагирование на скважинную обстановку за счет непрерывного онлайн-мониторинга;
- Увеличение добычи нефти за счет разобщения пластов и индивидуального подбора режима работы для каждого пласта.

В том числе необходимо учесть, что компоновка в целом помогает нивелировать недостатки технологии ОРЭ, а именно вести учет продукции с нижнего пласта, а также благодаря стыковочному устройству и стандартному пакеру легко проводить монтажно-демонтажные работы.

В результате технологического расчета был произведен подбор малогабаритного насосоного оборудования по рассчитанным параметрам (табл.) для проектной скважины № 1882 Советского нефтяного месторождения. Скважина находится на участке, где располагается Пласт $АВ_7$ и залежь $БВ_{0-1}$.

Таблица

Результаты расчетов по основному и приобщенному объекту

Параметр	Единицы измерения	Основной объект – $АВ_7$	Приобщаемый объект – $БВ_{0-1}$
Напор насоса на воде при оптимальном режиме	м	916,95	751,91
Необходимое число ступеней насоса	шт.	122	304
КПД насоса с учетом влияния вязкости, свободного газа и режима работы	%	33,83	30,34
Мощность насоса	кВт	34,90	19,49

Таким образом было подобрано погружное оборудование (УЭЦН) для скважины №1882 Советского нефтяного месторождения. Для основного объекта выбран ЭЦН3-140Э (компр.) с числом ступеней 122, для приобщаемого - ЭЦН3-80Э (компр.) с числом ступеней 304.

В итоге данный расчет позволяет достичь нескольких целей:

- Увеличения добычи нефти на скважине;
- Задействовать залежь $БВ_{0-1}$;

• Применением измерительного модуля МИГ-60-485 в компоновке погружного оборудования обеспечить учёт добываемой продукции из каждого пласта и закачиваемого в него рабочего агента, в соответствии с «Правилами охраны недр», ПБ 07-601-03, утверждёнными постановлением Госгортехнадзора России №71 от 06.06.2003 г. с изменениями и дополнениями от 30.06.09 г.

В результате проделанной работы можно сделать вывод, что применение компоновки 2УДН, которая включает в себя технологию ОРЭ и установки малогабаритного глубинно-насосного оборудования, позволяет снять лицензионные риски с недропользователей, оперативно реагировать на скважинную обстановку и увеличить добычу нефти в целом.

Литература

1. Марина А.А. Особенности интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин, оснащенных установками одновременно-раздельной эксплуатации: дис. маг. / Марина Алена Алексеевна. – Томск, 2019. – 112 с.
2. Технологии добычи нефти из возвратных объектов разработки (на примере ОАО "Сургутнефтегаз") / В. А. Лушпеев, Ю. К. Цику, В. Н. Федоров // Нефтегазовое дело. – 2014. – Т. 12. – №. 3. – С. 48 – 53.

СОЗДАНИЕ ПРОПАНТОВ НОВОГО КЛАССА НА ОСНОВЕ ПРИРОДНОГО МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Ткачев Д.А.[1], Верхошанский Я.Ю.[1], Апкарьян А.С.[2], Кульков С.Н.[1,2]
Научный руководитель - профессор С.Н. Кульков
[1]Томский государственный университет, г. Томск, Россия
[2]Институт физики прочности и материаловедения СО РАН, г. Томск, Россия

Более 70% месторождений в России имеют трудноизвлекаемые запасы с глубиной залегания более 2 км. В связи с этим, добыча углеводородов этих месторождений осуществляется, и будет осуществляться в обозримой перспективе с применением технологии гидроразрыва пласта (ГРП), что приводит к росту потребления расклинивающих агентов – пропантов [1].

Пластовые давления возрастают прямо пропорционально глубине скважины. В результате, возникает потребность в пропантах с высокими прочностными характеристиками, которые способны выдерживать сжимающие нагрузки от 50 МПа и выше, при этом плотность материала должны быть как можно ниже, для эффективного заполнения трещины и увеличения ее проводимости. Имеющиеся на рынке керамические пропанты, обладающие высокими прочностными характеристиками, по стоимости в разы превышают стоимость кварцевого песка, используемого при глубине бурения до 2-3 км. Это обуславливает высокую актуальность работ, направленных на создание пропантов с высокими прочностными характеристиками из доступного недорогостоящего сырья [2].

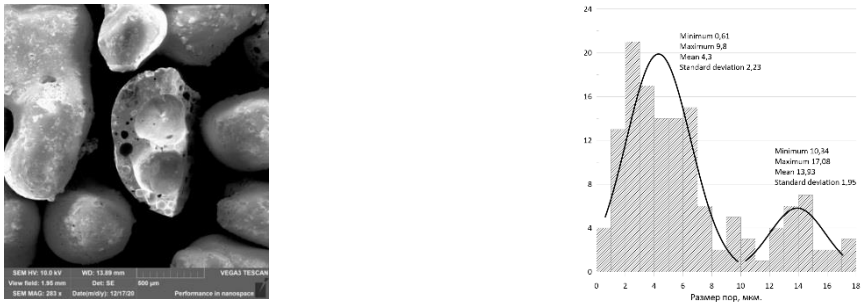
Целью работы являлось исследование влияния температурно-временных режимов на формирование структуры, насыпную плотность и механические характеристики гранулированного материала с варьируемым содержанием пластификатора.

В настоящей работе для создания нового класса пропантов в качестве исходных материалов использовались стеклобой, глина, кокс и древесные опилки. Стеклобой характеризуется следующим химическим составом: SiO_2 – 60–72,5 %, Fe_2O_3 – 0–2,5 %, CaO – 4–6,0 %, MgO – 1,5–2,5 %, Na_2O – 12,5–15,0 %, Al_2O_3 – 1,2–1,57 [3]. Глина является пластификатором, содержит 70% SiO_2, не менее 12% Al_2O_3, до 10% Fe_2O_3 + FeO и 1-2% органических примесей, при плавлении вместе со стеклом образует ячеистый каркас, свойства которого возможно менять путем варьирования содержания глины, что позволяет направлено воздействовать на характеристики конечного продукта. Кокс выступает в качестве порообразователя, а древесные опилки способствуют интенсификации данного процесса и дополнительному снижению плотности за счет их взаимодействия с коксом в ходе газообразования [4].

Из перечисленных исходных материалов была получена водная суспензия, которая затем гранулировалась путем протирания через сито с номинальным размером ячейки 0,8 мм., таким образом после отжига получали гранулы преимущественно относящиеся к фаркции 20/40 по ГОСТ Р 51761-2013, то есть размером от 0,4 до 0,8 мм. Далее полученные гранулы подвергались отжигу.

Низкая плотность гранул обеспечивалась их высокой внутренней пористостью, сформированной при обжиге в ходе процессов газообразования в вязком расплаве стекла и глины. При этом, для обеспечения высоких прочностных характеристик, в результате обжига на поверхности гранулы должна образоваться цельная закрытая оболочка, сформированная в ходе процессов плавления глины и стеклофазы.

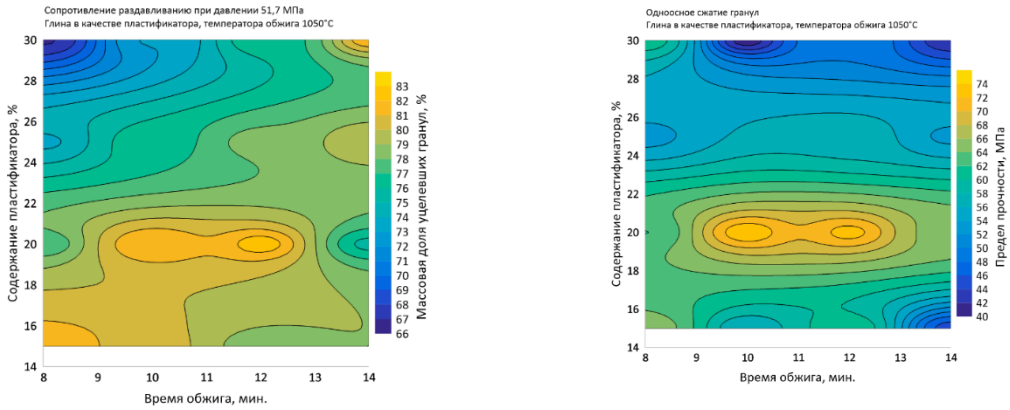
На первом этапе было исследовано влияние температуры обжига на структурообразование гранул. Расплав стеклокерамической массы происходит при температуре от 850°С, при этом, необходимо быстро достичь данной температуры, чтобы сразу после расплава произошло интенсивное газообразование. В случае, если гранулы находятся в печи до достижения требуемой температуры, процесс газообразования успевает пройти в самом начале расплава стеклофазы, вследствие чего необходимая внутренняя поровая структура не формируется. Поэтому при обжиге, печь сначала нагревают до требуемой температуры, а затем вводят гранулы, выдерживают в течении заданного времени и также резко вынимают из печи. В ходе исследования был проведен обжиг гранул с содержанием пластификатора в количестве 15% от массы исходного состава при температурах от 790 до 1050°С. Требуемая поверхностная оболочка была сформирована при максимальной температуре обжига с выдержкой 8 мин. Снимок микроструктуры полученных гранул представлен на рисунке 1, а.



а.) **б.)**

Рис. 1 Гранулы с содержанием глины в количестве 15% от массы исходного состава, обожженные при температуре 1050°С с выдержкой в течении 8 мин.: а.) микроструктура; б.) гистограмма распределения пор по размерам.

На снимке представлена предварительно разрушенная гранула, видно, что имеется внутренняя закрытая пористость и внешняя цельная оболочка. Поровая структура представлена мелкими порами со средним размером 4,3 мкм., и более крупными со средним размером порядка 15 мкм. (гистограмма распределения пор по размерам приведена на рисунке 1, б), также имеются крупные полости размером 100 – 300 мкм. Далее, для температуры обжига 1050°С постепенно увеличивалось время выдержки от 8 до 14 мин. и варьировалось содержание пластификатора от 15 до 30% от массы исходного состава. Была исследована насыпная плотность полученных образцов пропанта, сопротивление раздавливанию в соответствии с ГОСТ Р 51761-2013 и прочность отдельных гранул при одноосном сжатии. Значение насыпной плотности составило от 0,8 до 1,2 г./см^3, что входит в предельно допустимое значение по ГОСТ Р 51761-2013 1,9 г/см^3. На рисунке 2 (а, б) приводятся значения сопротивления раздавливанию (массовая доля уцелевших гранул после приложения нагрузки в 51,7 МПа) и прочности гранул при одноосном сжатии в зависимости от содержания пластификатора и длительности выдержки при обжиге.



а.) **б.)**

Рис. 2 а.) Сопротивление раздавливанию гранул при сжимающей нагрузке 51,7 МПа; б.) прочность отдельных гранул при одноосном сжатии

Видно, что изменение времени обжига и содержания пластификатора вносит существенный вклад в прочностные характеристики. При этом, с увеличением количества пластификатора, требуется большая выдержка, для получения требуемой структуры и более высокой прочности. Как следует из графиков, оптимальное значение достигается при содержании глины в количестве 20% от массы исходного состава и выдержке 10 – 12 мин.

Таким образом, рассмотрены методы формирования структуры гранулированного стеклокерамического материала, путем варьирования содержания пластификатора – глины, температуры и времени обжига, показано, что внутренняя закрытая поровая структура с цельной внешней оболочкой, образованной при плавлении стекла, формируется при температуре отжига около 1050°С. Получены зависимости механических характеристик от содержания глины в составе и от времени выдержки при обжиге. Максимальное значение прочности гранул при одноосном сжатии составляет 74 МПа и достигается при содержании глины равном 20% от массы исходного состава, при выдержке в течение 10 - 12 мин. Наибольший процент уцелевших гранул при сжатии с нагрузкой 51,7 МПа равен 83% и соответствует экспериментальным образцам гранул с максимальной прочностью при сжатии отдельных гранул.

Литература

1. Можжерин А. В., Коржавин А. Ю. Керамический пропант или песок? //Сфера. Нефть и газ. – 2018. – №. 1. С. 22 – 25.
2. Liang F. et al. A comprehensive review on proppant technologies //Petroleum. – 2016. – Т. 2. – №. 1. – С. 26 – 39.
3. Кудяков А. И., Апкарьян А. С. Гранулированный теплоизоляционный материал //Вестник Томского государственного архитектурно-строительного университета. – 2013. – №. 4 (41).

4. Стеклокерамика. Ч. 1. Композиционный гранулированный теплоизоляционный стеклокерамический материал: моногр. / А.С. Апкарьян, С.Н. Кульков, В. Г. Христюков. – Томск: Изд-во Томск. Гос. Ун-та систем упр. И радиоэлектроники, 2019 – 230 с.

ВЫДЕЛЕНИЕ ТИПОВ ФАЦИЙ НА ПРИМЕРЕ МЕЛОВЫХ И ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКШАБУЛАК ЦЕНТРАЛЬНЫЙ

Тлеубергенова А.К.
Научный руководитель - старший преподаватель А.В. Садчиков
Карагандинский технический университет, г. Караганда, Казахстан

Одно из предназначений фациального анализа - это возможность создать палеогеографическую реконструкцию.

В литературе существует большое количество понятий слово «фация». В книге Г.Ф. Крашенинникова «Учение о фациях» дается понимание о необходимости различать понятия фация как литологическая единица от понятия фация как генетический тип. Под генетическим типом подразумевается комплекс отложений, образовавшихся в определенной физико-географической обстановке и преимущественно под действием одного ведущего геологического агента [1]. К примеру, кора выветривания, которая является геологическим агентом, способствовала образованию элювиальных отложений, озерный и речной аллювий являются причиной образования делювиальных, пролювиальных, аллювиальных отложений.

Одни из выделенных типов фаций меловых и юрских отложений месторождения Акшабулак Центральный относятся к отложениям аллювиального конуса (Рис. 1), другие к отложениям, образовавшиеся под действием реки или в условиях прибрежного мелководного озера.

Фациальные ассоциации выделяются на основании детального описания керна и данных каротажа. Выделение типов фаций зависит от информации по фациальным обстановкам и пониманием последовательности стратиграфических соотношений.

Рис.1 Строение аллювиального конуса выноса

Горизонт М-I приурочен к верхней части арыскумского горизонта и представляет собой отложение в условиях мелководного озера – дельты. Преобладают пластовые песчаники озерных фаций, которые разделены на три вида осадочных микрофаз - тонкослойные пластовые песчаники, тонкослойные пластовые песчаники (не коллектор) и ил.

Горизонт М-II представлен отложениями аллювиального конуса. Аллювиальный конус представляет скопление рыхлого обломочного материала, отложенного постоянным или временным водотоком нижнего конца оврага или долины, где происходит резкое уменьшение живой силы потока [2]. Аллювиальный конус можно разделить на внутренний конус, средний конус и внешний конус – 3 вида субфаций, включающий 3 вида микрофаций - русловые песчаники, плывучие песчаники и илы.

Речные фации характерны для верхнеюрской продуктивной толщи. От среднего юрского периода до раннего периода поздней юры теплые, полузасушливые – полувлажные климатические условия, характеризуются отложением бассейна озерного типа неполной компенсации с преобладанием озерной фации. В процессе отложения юрского комплекса происходили многократные трансгрессии и озерные регрессии. На месте мелководного озера отложились несколько комплектов прибрежного песчаника и аргиллита в условиях приливной осушки. На месте глубокого и полуглубокого озера отложились аргиллиты озерной фации [3].

В поздний период поздней юры осадочный климат изменился. Климат постепенно переходит из первоначальных полузасушливых – полувлажных климатических условий в засушливые и знойные климатические условия, представлены отложением перекомпенсации с преобладанием сухой равнины.

Речные фации представляют собой комплекс образований, отложенных под действием реки. В речном генетическом типе различают три главных вида отложений: русловые, пойменные и старичные [1]. Соответственно, включают два вида песчаников - русловые песчаники и пойменные песчаники (Рис.2).

Русловые песчаники, в основном, представлены песчаниками мелкозернистыми, хорошо отсортированными, полевошпат-кварцевыми, крепкими и слабосцементированными, переходящими в пески и песчанистые алевролиты [3].

Пойменные песчаники представляют собой мелкозернистые алевристые песчаники, отложенные между руслами при переливе речной воды в паводковый период [3]. Пласты коллекторы горизонтов Ю-I〜Ю-0 на месторождении Акшабулак Центральный представлены отложениями речных фаций.

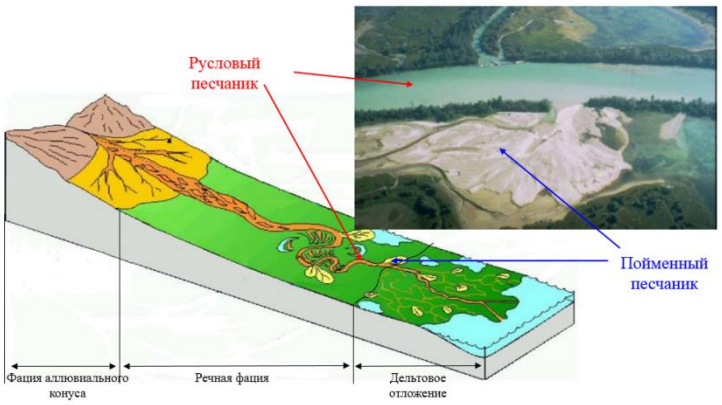


Рис.2 Седиментационная модель отложения речных фаций

Озерная фация. Озерное отложение включает в себя отложение песчаника в условии прибрежного мелководного озера и отложение глины в условии глубокого и полуглубокого озера. По уклону палеорельефа и глубины воды фация прибрежного озера делится на два типа- волнового и приливно-отливного образования.

Отложения горизонта Ю-II относятся к отложениям приливно-отливного типа. Пласт Ю-III представляет собой отложение прибрежных песчаников волнового типа, на прибрежном месте озера, где уровень воды сравнительно высокий, склон относительно крутой (по сравнению с приливно-отливным прибрежным песчаником), под реконструкционным действием волны на продукты эрозии из соседнего нагорья, отложены мощные прибрежные песчаники. Суть фациального анализа заключается в выявлении в пределах стратиграфической единицы генетических комплексов отложений (фаций), в прослеживании их на площади и в выявлении перехода в другие одновозрастные образования [1]. Данные исследования имеют возможность решать практические задачи, связанные с выделением зон локализации полезного ископаемого, а также изменений его качественных и количественных характеристик в зависимости от выбранного типа фаций.

Литература

1. Крашенинников Г.Ф. Учение о фациях, Москва, 1971.
2. Парагульгов Х.Х., Ли А.Б., Парагульгов Т.Х., Филипьев Г.П. Нефтегазоносные комплексы Южно-Тургайской впадины // Вестник АН КазССР. – 1990.– № 1.
3. Рединг Х.Г. Обстановки осадконакопления и фации – М.: Мир, 1990

МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С РАЗНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ ПЛАСТОВ

Ульянюк М.П., Островский О.В.
Научный руководитель - профессор В.Н. Манжай
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождения нефти представляют собой сложную комплексную структуру, и их разработка отнюдь не является легкой задачей, это подтверждает и тот факт, что даже после применения первичных методов повышения нефтеотдачи, таких как например заводнение, коэффициент извлечения нефти (далее КИН) все ещё редко переваливает за отметку 0,5 и держится в пределах 0,25–0,43.

Запасы, которые в таком случае остаются в недрах в среднем составляют 57−75% от начальных геологических запасов. Такие показатели на сегодняшний день считаются неприемлемыми, поэтому на месторождениях практически повсеместно применяются различные физико-химические методы повышения нефтеотдачи [1–3]. Подавляющее большинство месторождений на территории Российской Федерации в настоящее время находятся на поздних стадиях разработки, в то время как добываемые углеводороды характеризуются значительной обводненностью, причинами которой являются как выработка запасов, так зачастую и высокая неоднородность геологического разреза по проницаемости [4-6]. Следствием этой неоднородности, а также процесса образования техногенной трещиноватости является возникновение высокопроницаемых каналов, по которым происходит циркуляция жидкости, что является основной причиной преждевременного обводнения добывающих скважин, а также способствует образованию не вовлеченных в разработку зон [7,8].

Одним из наиболее действенных методов повышения нефтеотдачи для случаев с разной проницаемостью пластов является закачка композиций химических реагентов, вязкость которых в пластовых условиях значительно возрастает, в результате чего промытые высокопроницаемые пропластки становятся заблокированными, а дальнейшая закачка вытесняющего агента приводит к вытеснению нефти из ранее незадействованных зон. В ходе эксперимента было произведено моделирование нефтеотдачи на месторождениях с разной проницаемостью пластов с использованием двух композиций различного состава. В обоих случаях в эксперименте участвовало две колонки, заполненные керновым материалом, предварительно насыщенные сначала водой, а затем и нефтью. Состав первой

композиции для получения геля представляет собой маловязкий водный раствор (η ~ 1,4 мПа•с), содержащий 8% карбамида и 4% хлорида алюминия. Итоговый раствор обладает ярко выраженными кислотными свойствами (pH ~ 2,5 - 3), что свойственно продуктам гидролиза солей сильной кислоты и слабого основания.

Суть процесса заключается в том, что раствор, двигаясь по стволу скважины не реакционноспособен, но достигая целевого пласта, температура которого 363 К, ситуация меняется кардинально. Карбамид при нагревании подвергается гидролизу [9] в результате чего выделяется аммиак, который способствует постепенному повышению pH до 9 и диоксид углерода, снижающий вязкость добываемого флюида путем абсорбции в углеводородной фазе. Когда pH системы достигает значений примерно равных 4-5, происходит незамедлительное выпадение гелеобразного осадка гидроксида алюминия, который блокирует промытый высокопроницаемый пропласток. Эффективность данной композиции как блокирующего агента подтверждается и реологическими исследованиями на ротационном вискозиметре [10], по результатам которых было выявлено, что через 24 часа после начала эксперимента вязкость системы увеличивается приблизительно на три порядка.

$$3(NH_2)_2CO + 2AlCl_3 + 9H_2O \rightarrow 3CO_2\uparrow + 6NH_4Cl + 2Al(OH)_3\downarrow \quad (1)$$

Состав второй композиции также представляет собой водный раствор (η ~ 1,4 мПа•с), содержащий 4% хлорида алюминия, однако вместо карбамида добавляется 8% уротропина. Процесс изменения pH раствора меняется аналогично, уротропин разлагается с образование формальдегида и воды, а также выделением аммиака, растворение которого в вожже ведет к её подщелачиванию. Хлорид алюминия в щелочной среде подвергается гидролизу с образованием гелеобразного осадка Al(OH)3. Основное отличие данного процесса от описанного ранее заключается в более низкой температуре реакции (313 К), а также отсутствии углекислого газа в числе образующихся продуктов.

$$3C_6H_{12}N_4 + 4AlCl_3 + 30H_2O \rightarrow 18CH_2O + 12NH_4Cl + 4Al(OH)_3\downarrow \quad (2)$$

Исходные данные для обоих экспериментов представлены в таблице 1.

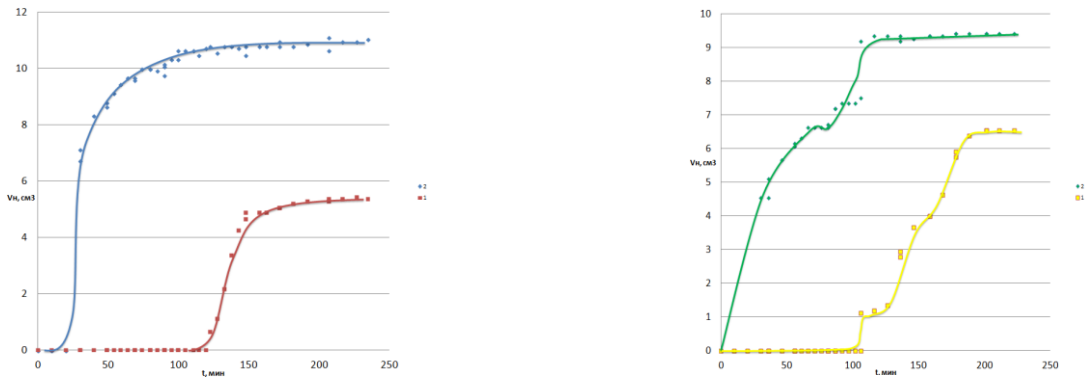
Таблица 1

Исходные данные по экспериментам

Композиция 1 (8% карбамида, 4% хлорида алюминия)								
Номер колонки	Масса, г					Объем пор, см^3	Объем нефти, см^3	Проницаемость, D
	пустая	с керном	керн	заполненная водой	заполненная нефтью			
1	1190,5	1307,0	116,5	1330,6	1332,8	27,8	18,2	0,172
2	1188,2	1298,8	110,6	1326,2	1328,7	32,5	23,1	0,617
Композиция 2 (8% уротропина, 4% хлорида алюминия)								
Номер колонки	Масса, г					Объем пор, см^3	Объем нефти, см^3	Проницаемость, D
	пустая	с керном	керн	заполненная водой	заполненная нефтью			
1	1159,0	1275,3	116,3	1300,6	1301,2	27,5	18,9	0,17
2	1144,2	1252,6	108,4	1280	1281,5	27,4	22,7	0,594

Плотность закачиваемой нефти при стандартных условиях составляет 0,854 г/см^3, увеличение массы колонок после закачки воды вызвано тем, что при первичном заводнении не все поры оказались заполнены, соответственно в них оставался воздух, который искажал массу в меньшею сторону. Предполагается, что во время промывки нефти вода была продавлена в ранее незанятые пустоты.

По данным экспериментов были построены графические зависимости накопленной добычи нефти от времени (Рис.1), на этих зависимостях отчетливо видно, что вплоть до введения композиции в систему вытеснение протекало исключительно из высокопроницаемой колонки, что значительно снижало КИН.



а) **б)**

Рис. 1 Графики накопленной добычи нефти от времени при использовании композиции на основе а) карбамида; б) уротропина

Помимо построения зависимостей также был оценен КИН, как до, так и после закачки композиций, результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2.

Данные по КИНу

Композиция 1 (8% карбамида, 4% хлорида алюминия)		Композиция 2 (8% уротропина, 4% хлорида алюминия)	
КИН	%	КИН	%
Без композиции	24,5	Без композиции	14,0
С композицией	40,0	С композицией	38,0
Добавочный	15,5	Добавочный	24,0

Как видно из результатов эксперимента, суммарный КИН для каждого случая составил 0,4 и 0,38 соответственно, 0,155 и 0,24 из которых являются добавочными, полученными благодаря применению композиций. Такие результаты позволяют сделать вывод что ввиду серьезного увеличения КИНа, а также доступности и невысокой стоимости компонентов растворов их применение является обоснованным как с технологический, так и с экономической точки зрения.

Литература

1. Шубин А., Шустер М. Химия и нефть. Щелочь-ПАВ-полимерное заводнение – эффективный метод увеличения нефтеотдачи // Приложение к журналу «Сибирская нефть». – 2014. –№ 2/109. – С. 17 – 25.
2. Миловидов К.Н., Колчанова Т.И. Мировая практика применения методов повышения нефтеотдачи // НТЖ «Нефтегазопромысловое дело». – 2002. – № 8. – С. 46 – 48.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. – Новосибирск: Изд-во «Наука», 1995. – 198 с.
4. Федорова А.Ф., Шиц Е.Ю., Портнягин А.С. Исследование возможности применения растворов полимеров в качестве агентов вытеснения нефти на месторождениях с аномально низкими пластовыми температурами // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2008. – № 1. – С. 12 – 22.
5. Tabary R., Bazin B. Advances in Chemical Flooding // Improved Oil recovery (IOR) Techniques and Their Role in Boosting the Recovery Factor: IFP-OAPEC Joint Seminar. – France, 2007.
6. Levitt D.B., Pope G.A. Selection and screening of polymers for enhanced-oil recovery // SPE Symposium on Improved Oil Recovery. – Tulsa, USA, 2008.– P. 1125-1143.
7. Thomas A. Polymer Flooding, Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) – a Practical Overview / Ed. by Dr. Laura Romero-Zerón. 2016. DOI: 10.5772/64623.
8. Manrique E.J., Muci V.E., Gurfinkel M.E. EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States // SPE Reserv. Eval. Eng. – 2007. – V.10, № 6. – P. 667 – 686.
9. Кувшинов В.А., Алтунина Л.К., Стасьева Л.А. Кинетика гелеобразования в системе соль алюминия – карбамид – вода. В сб.: Физико-химические свойства растворов и дисперсий. Новосибирск. Наука. 1992. С.18 – 24.
10. Кувшинов В.А., Манжай В.Н., Алтунина Л.К. Реологическое исследование системы соль алюминия – карбамид – вода. В сб.: Физико-химические свойства растворов и дисперсий. Новосибирск. Наука. 1992. С.24 – 30.

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Федюшкин К.Г., Карапузов И.А., Курилович Р.О.

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При разработке многопластовых месторождений Восточной Сибири возникает ряд ограничений на применение традиционных технологий интенсификации добычи нефти в виду геологического строения залежи, фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и реологических свойств флюида. Так рассматривая Тагульское месторождение можно сделать вывод что около 50% запасов нефти и газа сосредоточены в пластах, осложненных низкими пластовыми температурами и где залегает наиболее вязкая нефть, что при эксплуатации ведет к прорыву газа и воды.

Данные факты не могут остаться не замеченными как в экономическом плане, так и технологическом. Технологические решения при разработке должны включать себя как можно больший охват. Одним из решений по переходу на вышележащий пласт (ПВЛГ) 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 часть разрабатываемых месторождений Восточной Сибири имеет многопластовое строение. И такие технологии как радиальное вскрытие пласта позволит обеспечить максимальный коэффициент излечения нефти, минимизировав нахождение скважины в бездействии или консервации, а также увеличить рентабельность бурения каждой скважины.

Целью данной работы является сравнительный анализ результатов рассчитанных работ по ГТМ на скважине. Таких как ПВЛГ с помощью перфорации, перфорации и проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) и такой же вид ГТМ с помощью радиального бурения.

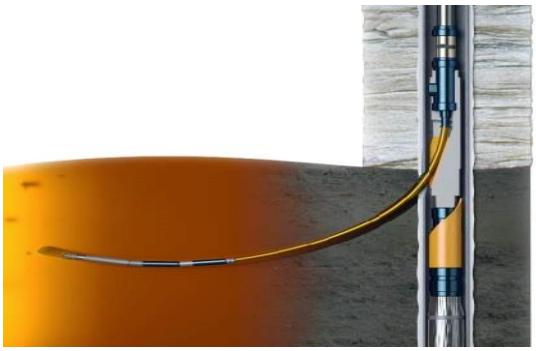


Рис. 1 Схематическое изображение радиального канала

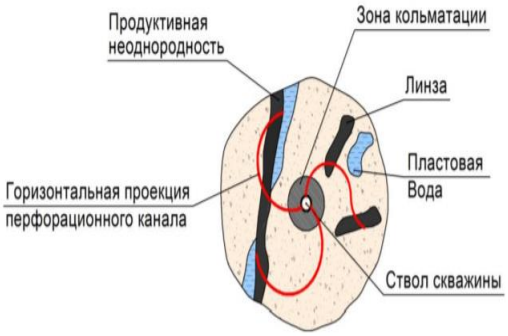


Рис. 2 Направление радиальных каналов в пласте

Проведем расчёт различных ГТМ на скважине на которой планируется ПВЛГ на один и тот же пласт вышележащий пласт. Скважина-кандидат находится в бездействии по причине высокой обводненности продукции, как кандидат под ГТМ на текущий пласт не рассматривается в виду отсутствия перспектив получения промышленных дебитов. Нефтенасыщенная толщина в месте проведения перфорации 10 м, средняя проницаемость 126-315 мД, вязкость нефти 216 сПз. Дебиты при опробовании пластов данной группы 8 – 9 тн/сут.

Дополнительная перфорация.

Оценка дебитов по жидкости и по нефти после проведения ПВЛГ с помощью перфорации с помощью уравнения Дарси для псевдоустановившегося режима притока (Pseudo Steady State/ Darcy Equation)

$$p_{wf} = p_i - 141.2\frac{qB\mu}{kh}[\frac{0.000527 \cdot k\Delta t}{\phi\mu c_t r_e^2} + \ln(\frac{r_e}{r_w}) - \frac{3}{4} + s^*]$$

После проведения перфорации вышележащего пласта запускной дебит рассчитался на уровне 1,5 – 2 м^3/сут, что фактически является не промышленным притоком, не возможным к эксплуатации насосом. Также учитывая высокую вязкость нефти следует отметить высокий тренд к обводнению скважины в течение первых месяцев эксплуатации.

Дополнительная перфорация + ГРП

Оценка дебитов по жидкости и по нефти после проведения ПВЛГ с помощью перфорации с помощью уравнения Дарси для псевдоустановившегося режима притока (Pseudo Steady State/ Darcy Equation)

$$p_{wf} = p_i - 141.2\frac{qB\mu}{kh}[\frac{0.000527 \cdot k\Delta t}{\phi\mu c_t r_e^2} + \ln(\frac{r_e}{r_w}) - \frac{3}{4} + s^*]$$

После проведения перфорации вышележащего пласта и ГРП запускной дебит рассчитался на уровне 25 м^3/сут, с начальной обводненностью 30% и высоким трендом к обводненности. Высокопроводимая пачка ГРП проводит к росту обводненности и перекрытию интервалов перфораций. Вариант с проведением ГРП показывает прирост по жидкости, но также видно увеличение запускных параметров обводненности.

Радиально пробуренный канал

Оценка начальных дебитов по жидкости и по нефти после проведения ГТМ по вскрытию пласта бурением 2 радиальных каналов общей длиной 9-10м каждый (длина каждого канала в пласте- 10м) с помощью уравнения Joshi [1] для горизонтального ствола в нефтяном пласте (Joshi Equation for Horizontal Well in Oil Formation).

$$Q_h = \frac{2\pi K_h h}{\mu B_o}\frac{\Delta P}{ln\frac{a + \sqrt{a^2 - (\frac{L}{2})^2}}{L/2} + \frac{h}{L}ln\frac{h}{2r_w}}$$

После бурения радиальных каналов– с помощью гидромониторной насадки в каждом открытом канале возможно проведение кислотно-струйной (гидродинамической) обработка/интенсификация интервалов [2]. После проведения ГТМ расчётный дебит считается около 20 м^3/сут по жидкости с начальной обводненностью около 20 %.

Принимая решение о данном виде ГТМ возникает вопрос о низких запускных дебитах и о рентабельности добычи с данной скважины. На данный момент на месторождении имеется две скважины на пласт Дл-3 и запускные дебиты обеих скважин близки к 20 м3/сут и характеризуются высоким процентом воды запускным и ростом обводненности в течение первых месяцев эксплуатации.

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. Оценка скин- факторов была выполнена для радиусов дренирования в диапазоне от 70м до 125м.

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 не будут превышать -4.0 -4.5.

Таблица

Результаты расчетов и факт после ГТМ

Вид ГТМ	Дебит жидкости, м3/сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %
Перфорация	2,0	1,2	20,0
Перфорация + ГРП	25,0	17,5	30,0
2 радиальных канала	16,0	11,0	20,0
2 радиальных канала + СКО	20,0	15,3	20,0

Сравнительный анализ результатов ГТМ, предлагаемых на бездействующей скважине:

- Перфорация вышележащего пласта на Скважине "Х"

1.Предполагаемые дебиты по жидкости и по нефти после расчета ГТМ получены не в промышленных масштабах, что исключает выбор данного ГТМ.

2.Обводненность при данном виде ГТМ возрастать будет гораздо быстрее, за счет образования депрессионной воронки, в которой вода будет перекрывать нижние участки перфорации.

- Перфорация вышележащего пласта + ГРП на Скважине "Х"

1.Предполагаемые дебиты по жидкости и по нефти после расчета ГТМ получены выше, чем при других видах работ. Но возросший дебит жидкости, компенсируется увеличенной запускной обводненностью, что в процессе эксплуатации будет характеризироваться быстрым темпом увеличения обводненности.

2.Обводненность при данном виде ГТМ возрастать будет в геометрической прогрессии, за счет образования депрессионной воронки из-за высокопроводимой трещины ГРП, в которой вода будет перекрывать перфорацию полностью.

- Бурение радиальных каналов + гидроструйная СКО на Скважине "Х"

1.Расчётные запускные дебиты по жидкости и по нефти – имеют промышленный объем для добычи винтовым насосом.

2.Рост обводненности должен идти более плавно в течении эксплуатации, также полное перекрытие интервалов пробуренных каналов будет происходить дольше, чем при обычной перфорации.

1.ГТМ на Скважине "Х" по технологии вскрытия пласта радиальными каналами + гидроструйная кислотная обработка каналов– является экономически обоснованным.

2.Данная технология показала более высокие результаты по сравнению с перфорацией на скважине "Х".

3. При производстве обоих типов работ требуется постановка бригады капитального ремонта скважин, так как обе операции требуют подготовки скважины, проведения самой технологической операции, а затем заключительные работы по спуску насоса.

Литература

1. Лягов И.А. Обоснование и разработка технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов разветвленными скважинами сверхмалого диаметра: дисс. … канд. техн. наук: 25.00.15. – СПб., 2014. – 211 с.
2. Сушко В.А. Комплекс для радиального вскрытия пласта Radialdrillingunit // Время колтюбинга. – 2009. – № 3 (28). – С. 40 – 44

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ВОССТАНОВЛЕНИЯ АЗИМУТАЛЬНОГО ИЗОБРАЖЕНИЯ С МИКРОСКАНЕРОВ FMI С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ ДОСТОВЕРНОЙ ИНТЕПРЕТАЦИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА

Фокиа Д.В.

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С точки зрения геологии разработка нефтяных и газовых месторождений в настоящее время может быть осложнена целым рядом причин: низкими мощностями продуктивных пропластков, наличием вторичной пористости, текстурной неоднородности и т. д. Для обеспечения максимального охвата пласта при разработке данные факторы должны быть учтены и изучены с помощью современного высокоразрешающего комплекса методов исследования скважины. На сегодняшний день, наиболее перспективным и высокотехнологичным методом, обладающим высокой разрешающей способностью, является применение скважинных микросканеров.

FMI (Formation microimager) был разработан в 1986 году компанией Schlumberger. Измеряемым параметром в процессе использования микросканера является удельное электрическое сопротивление.

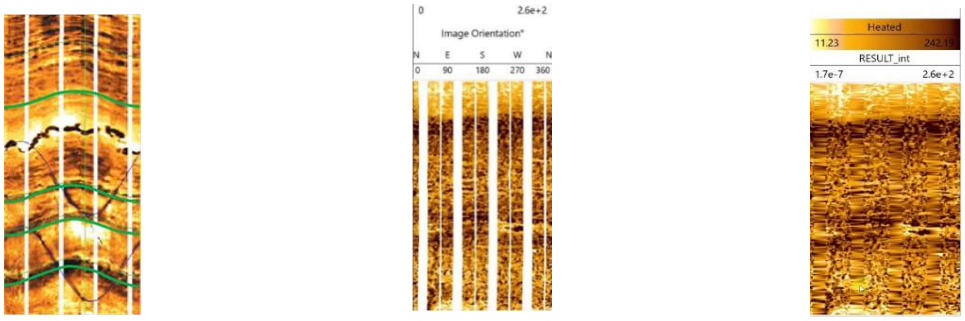
Принцип действия FMI основан на регистрации имейджей микробокового каротажа в скважинах. На прибор подается напряжение, в результате чего дисковые электроды, расположенные в нижней части прибора, создают переменный ток, который, в свою очередь, регистрируются расположенными выше электродами. Имейджем (имиджем) называется графическое представление петрофизической характеристики разреза, полученное с помощью скважинных микросканеров. Для визуализации полученной по окружности ствола информации цилиндр «разворачивают» в плоскость с сохранением точной ориентации изображения в пространстве. Основой генерируемого

имейджа сопротивления пород, пересекаемых стволом скважины, является регистрация изменения тока дисковыми электродами.

Изменения сопротивления, которые связаны с изменениями литологических и петрофизических свойств горной породы интерпретируются на имейджах как текстурные особенности и внутрипластовая слоистость, а также как трещины различного генезиса [2].

На сегодняшний день микросканерам FMI уделяется большое внимание, так как с их помощью решается много задач. Например, появилась возможность получения информации о продуктивности коллектора в тех случаях, когда она определяется особенностями текстуры и режимом седиментации горной породы. Кроме того, обладая высокой разрешающей способностью, микросканеры позволяют с легкостью определять эффективную мощность коллекторов, расположенных в разрезах с мелкомасштабной слоистостью, которые характеры для турбидитового и флювиального комплексов. С помощью этого метода удается расчленить интервал, толщина слойков в котором до 5 мм. В случае, когда номинальная разрешающая способность превышает размер прослоев, расчленение осуществляется сопоставлением итогов литофациального анализа с результатами оценки коэффициента песчанистости, полученной по керну. Получаемые кривые распределения песчаных и глинистых пород имеют непрерывный характер и служат для оценки эффективной мощности и расчета необходимых для картирования параметров.

Кроме того, с помощью имиджей микросканеров можно производить интерпретацию седиментологических особенностей разреза, рассчитывать углы и азимуты падения по отдельным объектам, что дает возможность моделировать формы и направление простирания осадочных тел, а также определять основные петрофизические параметры пластов-коллекторов. Одним из наиболее важных преимуществ микросканеров является возможность оценки анизотропии проницаемости в интервалах трещиноватости, так как именно от анизотропии различных характеристик пласта зависит степень его охвата при разработке месторождения и выбор оптимального варианта заканчивания скважин [1]. Ввиду того, что наибольшее раскрытие каналов и преобладающее направление проницаемости имеет система трещин, которая ориентирована в направлении максимального горизонтального стресса, по имиджам микробокового сопротивления в трещиноватых коллекторах можно определять направления с наивысшей проницаемостью. Например, на рисунке 1а Темной волнообразной линией изображены стилолиты, которые могут выступать в роли вертикальных барьеров проницаемости.



(а) (б) (в)

Рис. 1(а) Определение направлений максимальной проницаемости; (б) – Невосстановленное азимутальное изображение; (в) – Восстановленное азимутальное изображение

Безусловно, выше приведены далеко не все задачи, решаемые с помощью имейджей микробокового каротажа. Стоит отметить, с помощью данного метода геофизических исследований, имеющего высокую разрешающую способность, становится возможным решать задачи в условиях ограниченного отбора интервала керна. Однако наиболее эффективным использование пластовых электрических имейджеров становится как раз в совокупности его совместного анализа с данными керна. В результате становится возможным уточнить геологическую модель объектов разработки и отдельных ее параметров, с высокой точностью определить перспективные участки и его характеристики, проводить текстурный и фациальный анализ, а также анализ трещинноватости.

Кроме вышесказанного, у микросканеров FMI существуют также недостатки, например, после загрузки данных FMI в программное обеспечение Techlog и последующей их обработки, данные изображаются не полностью. На Рисунке 1(б) изображен планшет с обработанным массивом данных FMI, на котором присутствуют белые вертикальные полосы (пустоты). Данные полосы – отсутствующие значения, где запись не велась, так как ширина одной полосы – расстояние между записывающими устройствами. Соответственно, провести достоверную геологическую интерпретацию с учетом разного типа неоднородностей не представляется возможным в полной мере, так как требуется восстановить азимутальное изображения и произвести заполнение данных пустот.

Заполнение можно сделать, открыв массив FMI в ПО, где поточечно будут отображаться показатели удельных сопротивлений. Массив записи микросканеров, как правило, является трехмерным с пустыми, незаполненными ячейками. Заполнение ячеек возможно выполнить двумя способами – либо при помощи встроенного в Techlog блока языка программирования Python, либо (в случае если блок программирования в Techlog работает некорректно) путем выгрузки массива на устройство ЭВМ и далее преобразования массива отдельно от программного обеспечения Techlog.

Как можно заметить из рисунка 1(б), заполненные значения имеют тренд изменения в латеральном направлении (от 0º до 360º), соответственно, одним из простых способов заполнения пустых ячеек является метод интерполяции (осреднение) на базе крайних существующих значений. После загрузки данного скрипта (скрипта

интерполяции) в Techlog и применения его на существующей скважине, был получен результат, изображенный на рисунке 1(в).

Как видно из Рисунка 1(в), восстановленное изображение не является до конца достоверным с точки зрения геологии за счет грубого осреднения, следовательно, необходимо найти дополнительный и более детальный способ восстановления азимутального изображения.

В ходе исследовательской работы было предложено два варианта решения проблемы, один из которых заключался в использовании другого способа интерполяции, но без возможности устранить грубое осреднение, несмотря на меньшую ошибку. Второй вариант заключался в создании цикла, алгоритма для автоматического заполнения ячеек без показателей удельного сопротивления (пустых).

Основная мысль нового подхода поэтапно заключалась в следующем:

1) Преобразовать трехмерный массив данных FMI в двумерный;
2) Создать окно определенного размера (например, 1x180);
3) Описать для созданного окна цикл, который передвигает окно, пока ячейки заполнены, но при попадании пустых ячеек в окно, цикл завершает свою работу и останавливается;
4) Обучить алгоритм вывода функции по увиденным значениям.

Как говорилось ранее, показания значений в ячейках имеют определенный тренд по латерали, соответственно, необходимо создать алгоритм, который выводит функцию изменения данных значений и по полученной функции вставляет значения в пустые ячейки;

5) Алгоритм начинает свою работу при остановке цикла (окна);
6) На выходе - полностью заполненный массив;

В случае, если вышеописанная работа была произведена вне программного обеспечения Techlog, необходимым является также дополнительное преобразование двумерного массива в трехмерный с сохранением ориентации данных в пространстве.

Таким образом, в результате научно-исследовательской работы было получено теоретическое представление решения проблемы невосстановленных азимутальных изображений, полученных со скважинных микросканеров FMI, которое планируется применить на практике.

Литература

1. Абдуллин, Р.Н., Расхматуллина, А.Р. Пример практического применения информации о трещиноватости по данным комплекса ГИС и высокотехнологических методов [Текст]/ Р.Н. Абдуллин // Георесурсы, 20(3), Ч.2 – Бугульма, 2018, с. 261 – 266.
2. Маглеванная, П.С. Использование скважинных микроимиджеров для решения геологических задач [Текст] / П.С. Маглеванная // Научный журнал российского газового общества. – Москва, 2015, с. 57 – 60.

ОЦЕНКА ИНФОРМАТИВНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА НА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТАХ ПО КРИВЫМ СТАБИЛИЗАЦИИ ДАВЛЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Хагай Д.Э.

Научный руководитель - профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день основным источникам информации при планировании и контроля разработки месторождения являются гидродиномические исследования скважин ГДИС. Выполнить полноценный охват исследований на действующем фонде затруднено в связи с технологическими и экономическими ограничениями. В этом свете весьма актуальным становится совершенствование методов определения гидродинамических параметров пласта на эксплуатационных объектах в процессе исследования.

В настоящее время в нефтяных компаниях, в связи внедрением новых ресурсосберегающих технологий выполняют большой объем бурения горизонтальных скважин, оснащенные системами погружной телеметрии (термоманометрические системы, ТМС), которые позволяют перейти от затратных и не всегда эффективных стандартных методов ГДИС к постоянному мониторингу и выборочной интерпретации данных, получаемых от скважин в постоянном режиме времени[1].

Обработка данных ТМС горизонтальных скважин существенно сложнее обработке данных скважин с наклонно направленным/вертикальным стволом. Это обусловлено тем, что геометрия скважины совершенно иная. На рисунке 1 представлена классическая модель притока скважины с горизонтальным окончанием. На производной давления последовательно выделяются режимы течения характерные для скважины с горизонталым окончанием:

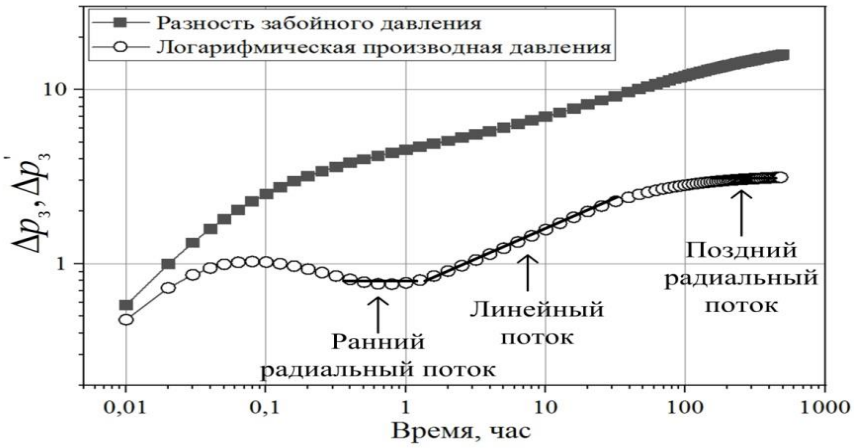


Рис. 1 Основные режимы притока к горизонтальному стволу скважины

Однако же действительность гораздо сложнее, для выделение последовательно всех режимов течения, наличия позднего радиального потока в горизонтальной плоскости и определения всех гидродиномических параметров пласта, регистрация кривой востановления давления КВД должна быть достаточно продолжительной, что ведет к значительным потерям нефтедобыче. Анализ динамических данных по кривой стабилизации давления КСД может быть использован для увеличения зоны исследования в сравнении с анализом кривой востановления давления, так как имеют большую продолжительность исследования, что позволяет выделить основные типы притока горизонтальной скважины (Рис.1)[2]. Анализ динамических данных - естественное дополнение/альтернатива средств анализа ГДИС при наличии исторический данных жебита и забойных давлений. Идея подобного исследования очень простая – в течении длительного времени проследить работу скважины и на основе полученных данных по анализу истории дебитов и забойного давления провести оценку параметров пласта и скважины. Анализ производится для определения текущего и потенциального объема дренирования скважин, типа и удаленности границ, гидропроводности пласта, межскважинной связности, восстановления истории пластового давления и продуктивности скважин, а так же оценки определения физико-емкастных свойств пласта, без дополнительных полевых операций.

С целью определить отношение основных гидродиномических параметров было проведено практическое исследование. Рассматривалась сетка из 19 скважин, эксплуатирующие на одном объекте разработки (Рис. 2).

Анализируемый участок расположен на горизонте ЮВ1. В горизонте ЮВ1 выделены три достаточно сложных по строению пласта ЮВ$\mathbf{1}^{\mathbf{1}}$, ЮВ$\mathbf{1}^{\mathbf{2}}$, ЮВ$\mathbf{1}^{\mathbf{3}}$, характеризующимся значительной литологической изменчивостью и положением водяных контактов. Нефть горизонта ЮВ1 находиться в повышенных пластовых давлений и температур. Нефть недонасыщена газом, давление насыщение в среднем 16 (МПа). Используемы параметры пласты в таблице 1:

Таблица 1

Параметры пласта

Начальная температура пласта	T	92	C
Начальное давление давление	Pi	25.5	МПа
Давление насыщение	Pb	16	МПа
Газовый фактор	Rs	173.93	м3/т
Общая сжимаемость системы	Ct	8.33565E-5	(кгс/см^2)
Пористость	φ	2.84900E-4	Д.ед

На анализируемом участке выбрано 4 опроных скважины №№3046,3048,3052,3054. Скважины эксплуатируется механизированным способом (ЭЦН). На скважинах производилась непрерывная запись давления с помощью датчика ТМС (система телеметрии). На рисунке 3 история подавлению и дебиту опорных скважин.

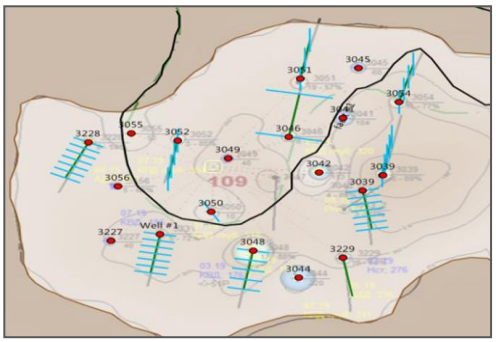


Рис. 2 Фрагмент моделированного участка

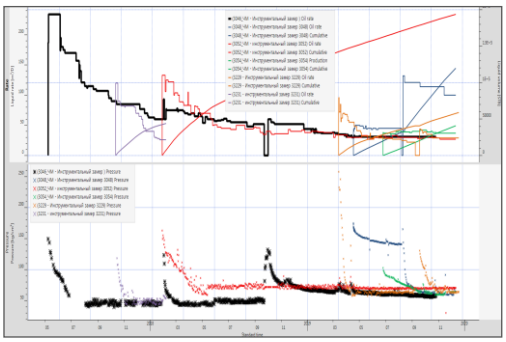


Рис. 3 Общий вид исходных данных для анализа по 6 скв.

Основная цель данного исследования – в течение длительного времени восстановить историю пластового давления и продуктивности опорной скважины, на основе полученных зависимостей определить взаимовлияние между скважинами, оценить гидропроводность межскважинных интервалов, спрогнозировать динамику пластового давления для произвольных режимов работы опорных скважин. Используемые параметры PVT приведены в таблице 2:

Таблица 2

Параметры PVT используемые при интерпретации

Вязкость нефти	μo	0.43	сПз
Вязкость воды	μw	0.5	сПз
Объемный коэффицент нефти	Bo	1	$м^3/м^3$
Объемный коэффицент воды	Bw	809	$м^3/м^3$
Плотность нефти	ρo	1018	$кг/м^3$
Плотность воды	ρw	0.161	$кг/м^3$

На рисунках 4-5 результат интерпретации в билогарифмических координатах математической модели скважин №3046 и 3048: Рассматриваемые скважины с горизонтальным окончанием ствола. Период исследования более 1000 ч.

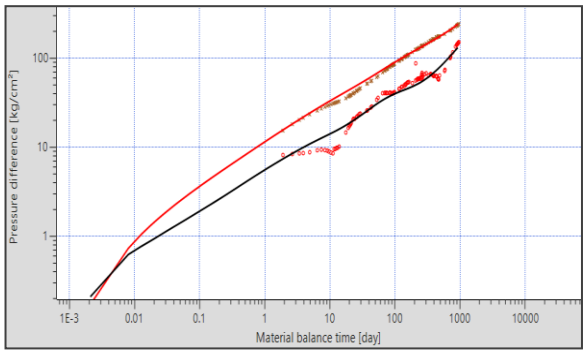


Рис. 4 Диагностический график скважины №3046

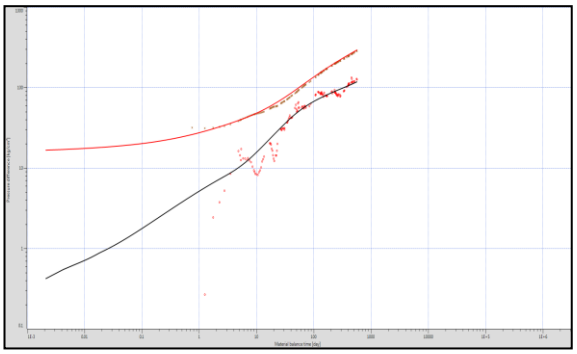


Рис. 5 Диагностический график скважины №3048

По результатам анализа были получены параметры пласта и скважины, взаимовлияние между скважинами, ФЕС межскважинного интервала и оценено энергетическое состояние пласта. Результаты представлены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты рассматриваемого участка

Скважина №	3046	3048	3052	3054	3231
Проницаемость, мД	1.02	1.57	1.35	1.25	1.01
Гидропроводность, мД*м/сП	1.81E+01	5.00E+01	1.13E+01	3.55E+01	1.63E+01
Пьезопроводность $м^2/с$	4.83E-03	7.49E-03	6.44E-03	6.78E-03	7.16E-03
Общий скин-фактор	-7.2	-6.4	-6.89	-3.45	-7.2
Пластовое давление на ВДП,ат.	170	181	173	180	183

Для сравнения текущего пластового давления в скважинах и физико-емкастных свойств пласта, были произведены остановки для исследования методом КВД. Анализ сравнения результатов КВД и КСД показал высокую сходимость, где погрешность составила порядка 7-13%. Таким образом, по итогу проведенных интерпретаций методом кривой стабилизации давления доказывает возможность своего внедрения в качестве дополнения к исследованиям на неустановившихся режимах фильтрации, а в некоторых случаях их альтернативы. С экономической точки зрения, применение на объектах добывающего фонда представляется особенно актуальным и перспективным.

Литература

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Стационарный гидродинамико-геофизический мониторинг разработки месторождений нефти и газа. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – 796 с.
2. О. Узе, Д. Витура, О. Фьярэ. Анализ динамических потоков – выпуск 5.12.01. – Карра, 2017. – 743с.

ОПТИМИЗАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ НАЗЕМНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Холкина Ю.Д.
Научный руководитель – А.А. Хакимов
ПАО НК Роснефть, ООО Тюменский нефтяной научный Центр, г. Тюмень, Россия

В работе рассматривается газовая залежь пласта $ПК_1$ одного из месторождений Тюменской области. Залежь является массивной, начальное пластовое давление составляет 10,9 МПа, температура пласта – 32^0С. На текущий момент газовый промысел не введен в разработку, поверхностная инфраструктура находится на стадии строительных работ.

Пробуренный фонд составляет 50 скважин, из них шесть наблюдательных скважин вертикального профиля. Согласно проектным решениям горизонтальный тип заканчивания скважин для пласта $ПК_1$ является наиболее эффективным. К бурению планируется еще два куста газовых скважин с горизонтальным окончанием.

Целью работы является создание постоянно действующей интегрированной модели (ПДИМ) газового промысла сеноманской залежи для оптимизации работы наземной инфраструктуры и оценки планирования мероприятий.

Интегрированная модель представляет собой единую цифровую модель месторождения или объекта, состоящую из связанных моделей пласта, скважин и наземного обустройства. Создание ПДИМ позволяет выполнять долгосрочные расчеты для различных сценариев добычи газа, а также обосновать рациональные технологические режимы работы газового промысла.

Средствами программного комплекса Petroleum Experts создана интегрированная модель системы добычи пласта $ПК_1$. Архитектура ПДИМ устроена по модульному принципу, что позволяет создавать и вносить изменения в каждый этап построения ПДИМ.

Дополнительный алгоритм для проведения расчетов на ПДИМ.

В системе «пласт-скважина-наземное обустройство» достаточно много ограничений и элементов, что значительно влияет на увеличение времени расчета ПДИМ. На языке программирование Visual Basic специалистами ООО «Тюменский нефтяной научный центр» разработан алгоритм управления скважинами в процессе прогнозного расчёта (рисунок 1). Входными данными для алгоритма являются максимальный отбор газа по объекту $ПК_1$ и технологические ограничения по скважинам – максимальный и минимальный дебит газа, предельно-допустимая депрессия. Программа управляет скважинами, изменяя диаметры штуцеров, для достижения максимального уровня добычи газа. При не достижении необходимого уровня добычи газа – 1.0 усл.ед./год и при увеличении диаметра всех штуцеров до максимально возможного значения, алгоритм вводит проектный куст (рисунок 1 – ввод КГС 112), и вновь выполняет циклы по управлению скважинами и штуцерами. Следующей опцией для поддержания максимальной добычи газа после запуска проектного куста газовых скважин является ввод дожимной компрессорной станции – в первую очередь запуск КЦ ВД, затем при снижении добычи газа – КЦ НД (рисунок 1 – ввод КЦ ВД / КЦ НД). В работе также рассмотрен альтернативный вариант с использованием резервных агрегатов – дополнительных мощностей компримирования (до 30% годового времени), запуск которых также учитывается в рассматриваемом алгоритме.

Использование данного алгоритма в ПДИМ позволяет существенно сократить время проведения расчетов.

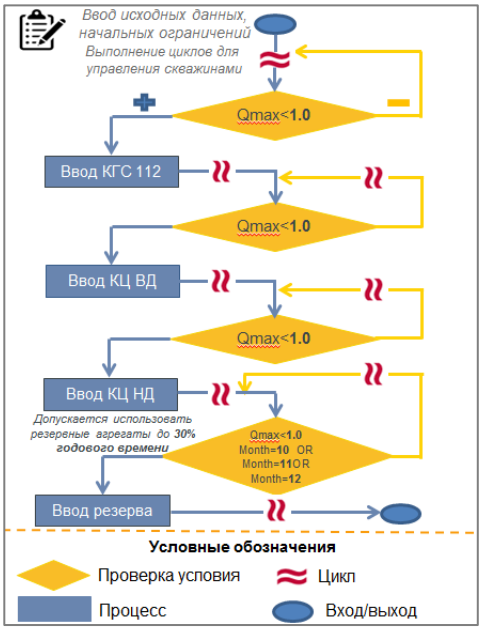


Рис. 1 Блок-схема дополнительного алгоритма управления добычей газа в процессе прогнозного расчета

В результате интеграции ГДМ и модели ГСС на постоянно действующей модели рассчитан «базовый» вариант, накопленная добыча газа составляет 16,4 усл.ед. На протяжении девяти лет компрессор низкого давления

работает с максимальной мощностью – 16 МВт (рисунок 2). Поэтому компрессор высокого давления не достигает заданного ограничения по мощности в 32 МВт после ввода КЦ НД, в связи с чем, необходима оптимизация работы ДКС. В проекте обустройства сеноманской залежи учитывается строительство резервных агрегатов на каждый компрессорный цех. Согласно СТО «Газпром 2-3.5-051 2006» дополнительные мощности ГПА допускается эксплуатировать до 30 % годового времени. На основании этого расширен алгоритм управления системой и на ПДИМ рассчитан вариант № 1, включающий ввод резервных агрегатов. В рамках анализа работы элементов ГСС по варианту 1 выявлены «узкие» участки трубопроводов, на которых наблюдаются завышенные скорости газа.

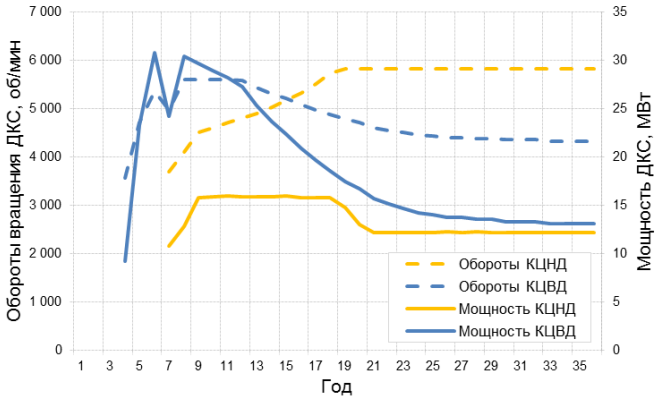


Рис. 2 Динамика работы элементов наземной инфраструктуры по варианту 0

Для предотвращения завышенных скоростей потока газа и потерь давления, предложены дополнительные варианты: строительство лупингов (вариант 2) и «зажатие» высокодебитных скважин (вариант 3). Посредством предложенных сценариев оптимизации удалось достигнуть снижения скоростей потока газа на необходимых участках газосборной сети, а также получить прирост накопленной добычи газа (в варианте 2). Для определения наиболее рационального варианта разработки газового промысла пласта $ПК_1$ потребовалась экономическая оценка (таблица 1).

Таблица 1

Основные технико-экономические показатели

Параметр	Ед.изм.	Вариант 0	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Накопленная добыча газа	усл.ед.	16.44	16.46	16.48	16.43
Capex, всего	усл.ед.	0.982	0.982	1.000	0.982
Opex, всего	усл.ед.	0.980	0.994	1.000	0.995
NPV	усл.ед.	0.97	0.99	1.00	0.98

В работе рассмотрен интегрированный подход к моделированию системы «пласт – скважина – наземная инфраструктура» газового промысла одного из месторождений Тюменской области. Создана постоянно действующая интегрированная модель, в состав которой входят: трехмерная гидродинамическая модель пласта $ПК_1$, модели скважин, адаптация которых проведена на результаты газодинамических исследований скважин, модель наземной инфраструктуры, учитывающая газосборные трубопроводы, компрессоры низкого и высокого давления, газопровод внешнего транспорта.

Использование дополнительного алгоритма регулирования работы скважин позволяет повысить добычу газа, а также существенно сократить время проведения расчетов. Для каждого сценарного варианта проведен экономический анализ, согласно которому наиболее эффективным мероприятием для разработки сеноманской залежи является строительство дополнительных параллельных участков трубопроводов и использование дополнительных мощностей ДКС (не более 30% годового времени). Прирост NPV по альтернативному варианту относительно базового сценария составляет 0.3 усл.ед.В дальнейшем, в рамках сопровождения постоянно действующей интегрированной модели сеноманской залежи, планируется актуализация моделей скважин, газосборной сети, ДКС, основанная на результатах запуска промысла в эксплуатацию. Актуализированная ПДИМ может применяться не только для долгосрочных расчетов, но и для оперативных задач, связанных с краткосрочным планированием, оптимизацией режимов эксплуатации скважин и объектов обустройства.

Литература

1. Бекиров Т. М., Шаталов А. Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов – М.: «Недра», 1986 г. – 856 с.;
2. Костюченко С.В., Кудряшов С.В., Воробьев П.В. Интегрированные модели для проектирования согласованных систем добычи и сбора нефти;
3. Маркман П. Г., Коркин Р. В. Оптимизация трубопроводных систем – Томск, 2005 г. – 126 с.;
4. Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Харитонов А.Н., Киселёв М.Н. Использование систем интегрированного моделирования для обоснования технологического режима работы газового промысла;

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ В ПЕРИОДИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Чухарев С.И., Лихачева Е.А., Фролов С.А.
Научный руководитель - доцент В.Г. Островский
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Работа нефтяной отрасли России и зарубежных стран характеризуется снижением объемов добычи нефти. На данный момент большая часть нефтегазовых месторождений, расположенных на суше, находятся на 3- й и 4-й стадиях разработки. В разработку вовлекается всё больше месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, которых в России на данный момент около 55 %. Кроме того, вновь разрабатываемые нефтяные пласты характеризуются низкой депрессией. Данная тенденция ведет к ухудшению условий эксплуатации нефтяных скважин, что приводит к сокращению межремонтного периода глубинно-насосного оборудования. В настоящее время перспективным считается периодический способ эксплуатации скважин. Целью данной работы является определение эффективности использования установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) в периодическом режиме эксплуатации и сравнение данного способа с постоянным режимом работы УЭЦН малых габаритов и с работой штанговых скважинных насосных установок (ШСНУ).

В технической литературе указывается, что ключевым преимуществом эксплуатации УЭЦН в периодическом режиме является возможность использования высокодебитного оборудования, обладающим высоким КПД, что позволяет значительно снизить удельные энергозатраты на добычу нефти в сравнении с режимом непрерывной эксплуатации при использовании насосов меньших габаритов. Кроме того, данный способ позволяет оперативно и без замены оборудования осуществлять изменение величины отбора пластовой жидкости при изменении скважинных условий. Однако, данный способ эксплуатации не обходится без серьезных недостатков. Вследствие постоянного включения и отключения ускоренному износу подвергаются обмотки погружных электродвигателей (ПЭД) насосов, так как при запуске установки двигатели испытывают высокие пусковые токи. Ухудшается охлаждение ПЭД ввиду низкой скорости потока и длительного периода накопления скважинной жидкости. Частые пуски и отключения ПЭД приводят к увеличению скорости износа гидрозащиты (а именно компенсатора) из-за постоянного изменения объема диафрагмы. Увеличиваются утечки масла из гидрозащиты из-за постоянных вибраций при пусках и отключениях УЭЦН.

Ввиду высокой мгновенной подачи увеличивается скорость выпадения твердого осадка солей на узлах УЭЦН и колонне НКТ, что приводит к их преждевременному корродированию и разрушению. Вследствие периодического отключения происходит оседание механических примесей в эксплуатационной колонне, что может привести к залипанию обратного клапана насоса и сливу пластовой жидкости из колонны НКТ во время простоя. Происходит увеличение скорости асфальтосмолопарафиновых отложений в лифте НКТ, что уменьшает диаметр проходного отверстия, увеличивает гидравлические потери и соответственно уменьшает подачу самого насоса.

При гидроабразивном износе деталей насосной секции износ осуществляется в 2 раза более интенсивно по сравнению с постоянным режимом работы (Рис. 1). Также среди недостатков периодического способа эксплуатации скважин с использованием УЭЦН следует назвать сокращение объемов добычи нефти за счет падения среднеинтегральной депрессии на пласт; повышение значимости человеческого фактора мониторинга эксплуатации скважин в условиях нестабильного притока флюида, что требует привлечение квалифицированного персонала.

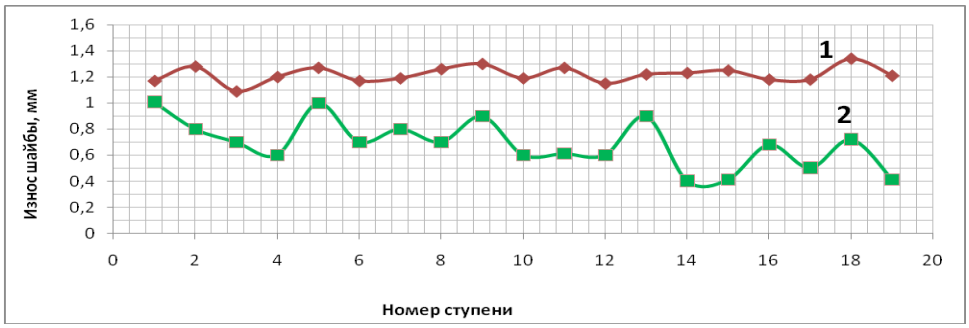


Рис. 1 Износ осевых подшипников (шайб) рабочих ступеней насосной секции ЭЦН 3-80 при проведении испытаний на гидроабразивный износ:1 – периодический режим работы; 2 – постоянный режим работы

Следует также отметить, что в последнее десятилетие отечественными и зарубежными производителями скважинного насосного оборудования разработаны энергоэффективные УЭЦН, обеспечивающие высокий КПД даже при относительно небольших дебитах скважин. Например, насосныеупени ВНН5-50Э производства компании АО «Новомет-Пермь» обеспечивают КПД 43…62 % в диапазоне подач 20…50 м^3/сут.

Для проверки энергетической эффективности способа периодической эксплуатации нефтяных скважин выполнен расчет годовых энергозатрат на добычу нефти на примере одной из скважин Чашкинского месторождения с дебитом 35 м^3/сут. Расчеты были проведены для трех различных способов эксплуатации: использование УЭЦН с периодическим режимом эксплуатации, применение энергоэффективных УЭЦН в непрерывном режиме эксплуатации и непрерывная эксплуатация при помощи ШСНУ. Результаты расчетов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты расчета энергоэффективности работы скважинных насосных установок в непрерывном и периодическом режиме

Способ эксплуатации	КПД установки, η, %	Удельные затраты электроэнергии, кВт·ч/$_{м^3}$	Затраты электроэнергии за год, кВт·ч
Непрерывная УЭЦН (ВНН5-50Э)	55,2	6,7	84990
Периодическая УЭЦН (ЭЦН5-140Э)	63,0	5,9	75486
Непрерывная ШСНУ (СК 8-3.5-4000)	47,0	7,8	99864

Анализ результатов расчетов показывает, что периодическая эксплуатация ЭЦН обеспечивает снижение удельных затрат энергии на подъем пластовой жидкости в сравнение с другими способами эксплуатации скважины, однако, при использовании данного режима работы возникают трудности, связанные с обеспечением надежной работы элементов УЭЦН, например, гидрозащит (рис. 2).

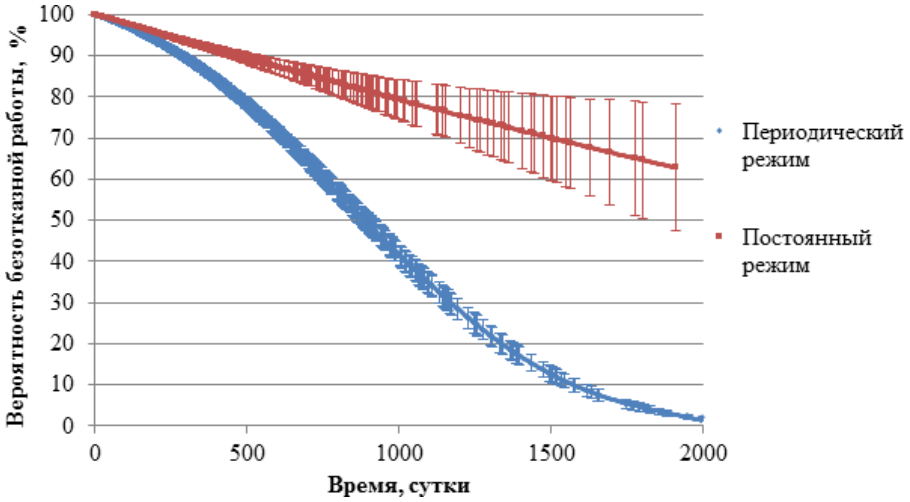


Рис. 2 Наработка гидрозащит при постоянном и периодическом режимах эксплуатации УЭЦН

Ключевой проблемой периодического режима работы является снижение уровня надежности и ресурса агрегатов установки электроцентробежного насоса. Периодическая эксплуатация нецелесообразна на скважинах, имеющих осложненные условия эксплуатации (повышенное содержание солей в пластовой жидкости, твердых частиц, АСПО).

Литература

1. Дроздов А.Н. Применение погружных насосно-эжекторных систем для добычи нефти: учебн. пособие. / А.Н. Дроздов. – М.: РГУ нефти и газа, 2001 – 531 с.
2. Зейгман Ю. В., Шамаев Г. А., Дашевский А.В., Справочник инженера по добыче нефти. ООО «Печатник» 2002г. – 437 с.
3. Ивановский В. Н., Научные основы создания и эксплуатации скважинных насосных установок для добычи нефти в осложненных условиях из мало- и среднедебитных скважин. ук. – М., 1999.
4. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Сабиров А.А., Соколов Н.Н., Донской Ю.А. О некоторых перспективных путях развития УЭЦН. Территория нефтегаз. – 2008. – № 5.– С. 12 – 19.
5. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. и др. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров и др.– М.: ГУП Изд.-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 824с.
6. Ивановский В.Н. Учет условий эксплуатации при проектировании периодических режимов работы скважин, оборудованных УЭЦН // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2013. – № 6. – С. 23 – 29.
7. Кузьмичев Н.П. Кратковременная эксплуатация скважин - уникальный способ борьбы с осложняющими факторами // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – №4 (22). – С. 56 – 59.
8. Островский В. Г., Пещеренко С. Н., Каплан А. Л. Методика моделирования гидроабразивного износа ступеней нефтяных насосов // Горное оборудование и электромеханика. – 2011. – №. 12. – С. 38 – 42.

ПОВЫШЕНИЕ СТЕПЕНИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ C_{3+} ИЗ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ

Шаравин И.Д.
Научный руководитель - доцент Л.В. Шишмина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Природный газ, извлеченный на поверхность, может содержать значительное количество тяжёлых углеводородов, механических примесей и агрессивных компонентов (H_2S), что не позволяет транспортировать его по магистральным газопроводам. Добытый из пласта газ имеет высокие показатели точки росы по воде и углеводородам. Задачей подготовки газа к транспорту по магистральным газопроводам является приведение его физических и химических показателей к нормам, установленным СТО Газпром 089-2010 [2].

Для решения этой задачи производится осушка и отбензинивание газа по следующим типовым способам:

- абсорбционная осушка;
- адсорбционная осушка;
- низкотемпературная сепарация (НТС);
- низкотемпературная абсорбция (НТА);
- масляная абсорбция.

При этом первые два способа осушки предписывается использовать на газовых месторождениях [1]. В случае подготовки газа газоконденсатного месторождения обычно используют технологии низкотемпературной сепарации и низкотемпературной абсорбции.

Для использования метода низкотемпературной сепарации в схеме подготовки необходим дроссель или детандер и по меньшей мере два сепаратора, в одном из которых будет производиться сепарация при низких температурах. Для предотвращения гидратообразования обязательно к использованию ингибирующее вещество: метанол, ди- или триэтиленгликоль. В СТО Газпром НТП 1.8–001–2004 говорится, что одним из вариантов увеличения степени извлечения тяжелых углеводородов является проектирование установки низкотемпературной абсорбции на базе установки низкотемпературной сепарации с внедрением в схему колонны абсорбции.

Целью работы является повышение эффективности системы подготовки газа на нефтегазоконденсатном месторождении с применением технологии низкотемпературной сепарации, дополненной стадией низкотемпературной абсорбции для дополнительного извлечения тяжёлых углеводородов C_{3+}. Моделирование технологической схемы проводилось в программной среде UniSim Design R460. Моделирующая схема установки комплексной подготовки газа с использованием технологии низкотемпературной сепарации представлена на рисунке.

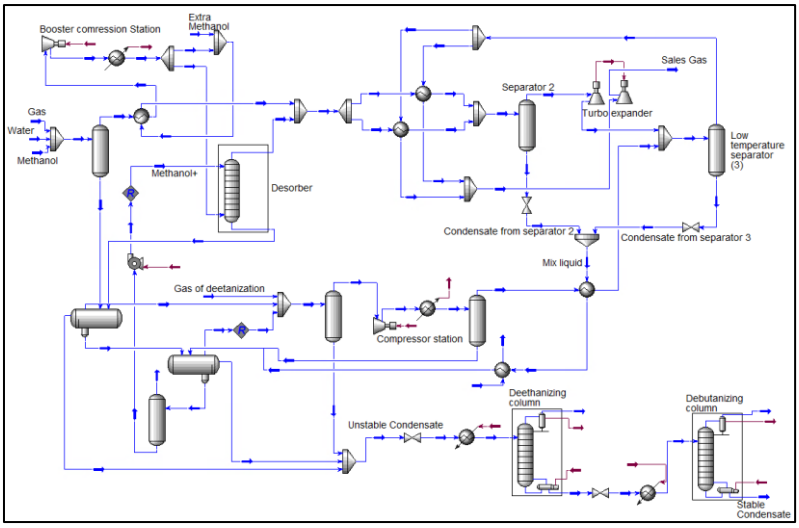


Рис. Моделирующая схема технологии низкотемпературной сепарации

В процессе подготовки газ проходит три ступени сепарации. Перед последней ступенью газовый поток охлаждается в турбодетандерном агрегате до температуры минус 32°С. После подготовки газ с температурой 25°С и давлением 4,6 МПа направляется на замерные узлы коммерческого учета газа и затем – в магистральный газопровод.

В работе предлагается дополнительно извлечь углеводороды C_{3+} из товарного газа за счет введения стадии его обработки по технологии низкотемпературной абсорбции. В абсорбционную колонну газовый поток с температурой от минус 26 до минус 32 °С и давлением 3,5 МПа будет поступать сразу после низкотемпературного сепаратора. В качестве абсорбента в работе рассмотрены:

– отделившийся на второй и третьей ступенях сепарации газовый конденсат (поток Mix liquid, рисунок);

– нестабильный конденсат на выходе из установки комплексной подготовки газа (поток Unstable condensate, рисунок);

– собственный стабильный конденсат (поток Stable condensate, рисунок).

Использование абсорбентов привело к дополнительному извлечению компонентов газа в конденсат и, следовательно, повлияло на состав, характеристики и количество товарного газа. Результаты моделирования представлены в таблице.

Таблица

Влияние типа абсорбента на степень извлечения компонентов

Компонент газа	Состав сырого газа, % мольн.	Состав товарного газа, % мольн.				Степень извлечения компонентов газа, %, при использовании абсорбентов		
		Технология подготовки						
		НТС	НТС + НТА					
			Абсорбент					
			Смесь конденсатов второй и третьей ступеней сепарации (1)	Нестабильный конденсат (2)	Стабильный конденсат (3)	(1)	(2)	(3)
CH_4	88,45	90,87	91,12	91,06	91,76	–	–	–
C_2H_6	2,98	2,93	2,91	2,88	2,87	2,47	3,21	3,73
C_3H_8	2,03	1,67	1,55	1,52	1,34	23,52	24,88	33,81
i-C_4H_{10}	0,579	0,331	0,273	0,269	0,112	52,88	53,5	80,69
n-C_4H_{10}	0,729	0,330	0,272	0,295	0,049	62,67	59,54	93,22
i-C_5H_{12}	0,31	0,060	0,053	0,076	0,021	83,03	75,38	93,25
n-C_5H_{12}	0,28	0,035	0,032	0,054	0,018	88,46	80,82	93,5
C_6H_{14}	0,34	0,006	0,008	0,021	0,016	97,79	93,97	95,38
C_7H_{16}	0,55	0,001	0,002	0,010	0,013	99,67	98,23	97,58
N_2	2,96	3,05	3,06	3,06	3,09	–	–	–
CO_2	0,699	0,706	0,707	0,703	0,707	–	–	–
Метанол	0,049	0,020	0,014	0,036	0,005	71,83	27,34	89,59
Расход, кмоль/ч	1001,0	968,9	965,7	963,7	957,1	–	–	–
Точка росы по УВ	-	-32,50	–33,71	–22,73	–33,55	–	–	–
Молярная масса	19,17	17,82	17,74	17,78	17,5	–	–	–

Результаты моделирования показали, введение в схему подготовки газа стадии низкотемпературной абсорбции позволяет добиться большего содержания метана в составе товарного газа, а также большей степени извлечения тяжёлых углеводородов (C_3–C_6) в сравнении с технологией низкотемпературной сепарации. Из трёх абсорбентов наименее эффективным является нестабильный конденсат. В этом случае товарный газ имеет наибольший показатель точки росы по углеводородам, а также наименьшее содержание метана в товарном газе (таблица). Наименьшая степень извлечения этана, пропана и изобутана наблюдается при использовании в качестве абсорбента смеси конденсатов второй и третьей ступеней сепарации. В то же время этот абсорбент обеспечивает наибольшее извлечение гексана и гептана. Данный вариант обеспечивает более качественное отделение метанола от газового потока в сравнении с нестабильным конденсатом в качестве абсорбента.

Наибольшая степень извлечения углеводородов C_{3+} и метанола (таблица) наблюдается при использовании технологии низкотемпературной абсорбции со стабильным конденсатом в качестве абсорбента. В этом случае содержание метана в составе товарного газа наибольшее – 91,76 % мольн. При этом расход товарного газа – наименьший из всех рассмотренных технологических вариантов – 957,1 кмоль/ч, а точка росы газа по углеводородам достигает наименьших значений (минус 33,5 °С).

Литература

1. СТО Газпром НТП 1.8–001–2004. Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа. Введ. 15.11.2004. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 170 с.
2. СТО Газпром 089–2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – М.: – 2013. – 12 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ КИСЛОТНОЙ КОМПОЗИЦИИ

[1,2]Шолидодов М.Р., [1, 2]Козлов В.В., [2]Чернова У.В.

Научный руководитель - профессор Л.К. Алтунина[1, 2]

[1]Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

[2]Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Доля трудноизвлекаемых запасов нефтей в балансе запасов нашей страны постоянно растет наряду с многолетним снижением коэффициента нефтеотдачи. В России, так же как и в других нефтедобывающих стран мира,

наблюдается постоянное повышение в добыче доли тяжелых и высоковязкой нефти. Доля месторождений трудноизвлекаемой нефти в России достигла 70 % при коэффициенте нефтеотдачи около 35 %, что является одним из самых низких показателей в мировой практике [1-4]. В России запасы высоковязких нефтей сейчас составляют около 6,2 млрд т [5].

В Институте химии нефти СО РАН для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей разработана кислотная композиция на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты, полиола и карбамида. Композиция обеспечивает в широком диапазоне температур, регулируемую вязкость для достижения оптимального соотношения вязкостей пластовой нефти и вытесняющего ее рабочего агента и в результате этого увеличение коэффициента охвата пластов воздействием, является низкозастывающей, совместима с минерализованными пластовыми водами. Кислотная композиция обладает замедленной реакцией с карбонатными породами. Высокая нефтевытесняющая способность, совместимость с минерализованными пластовыми водами, снижение набухаемости глин приводят к доотмыву остаточной нефти, как из высокопроницаемых, так и из низкопроницаемых зон пласта [6].

В лабораторных условиях были проведены исследования нефтевытесняющей способности кислотной композиции в процессе вытеснения высоковязкой нефти Усинского месторождения. Для оценки нефтевытесняющей способности композиции была подготовлена модель неоднородного пласта, состоящая из двух параллельных колонок. Газовая проницаемость первой 1,860 мкм^2 и второй колонок и 0,510 мкм^2.

На рисунке приведены результаты фильтрационные характеристики и нефтевытесняющий способности композиции при различных температурах.

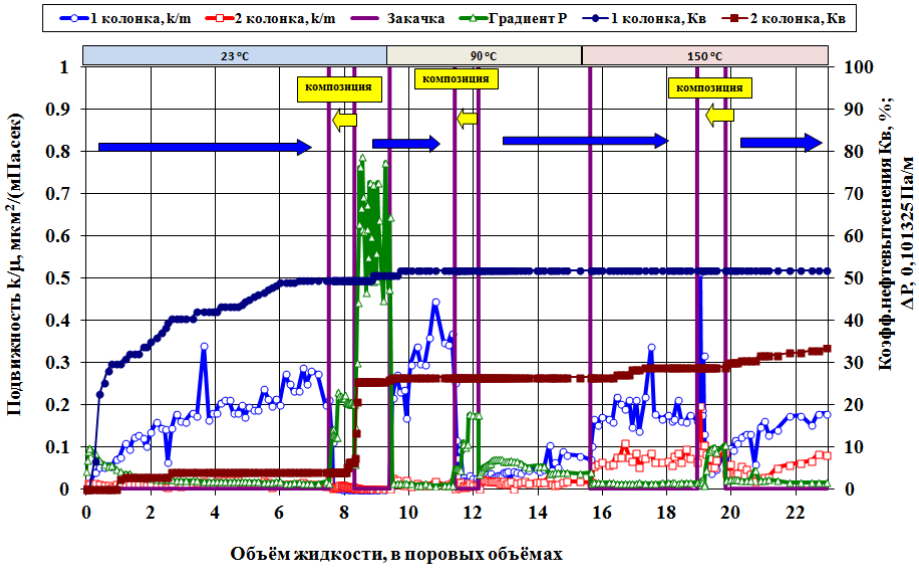


Рис. Фильтрационные характеристики модели неоднородного пласта и нефтевытесняющие способности кислотной композиции (исходная газовая проницаемость первой 1,840 мкм2 и второй колонки и 0,510 мкм2)

Через модель неоднородного пласта, в направлении «пласт – скважина» при 23 ºС фильтровали модель пластовой воды Усинского месторождения. Фильтрацию продолжали до полной обводненности продукции на выходе. Коэффициент нефтевытеснения при прокачке 6 объемов пор модели пластовой воды через модель неоднородного пласта для первой составил 49,6 % и второй колонок 4,1%, а создавшийся градиент давления составил 0,9 МПа/м.

Далее в направлении «пласт – скважина» при 23 ºС произвели закачку кислотной композиции в объеме, равном 0,5 поровых объемов модели неоднородного пласта, и, протолкнув оторочкой модели пластовой воды, выдержали в течение 21 часа, после чего в направлении «пласт – скважина» продолжили нагнетание воды. Подвижность жидкости в колонках существенно снизилась, увеличился градиент давления в среднем до 7.8 МПа/м при фильтрации через модель при температуре 23 ºС. Прирост коэффициента нефтевытеснения при 23 ºС за счет использования композиции и последующей фильтрации модели пластовой воды для первой колонок составил 1,0 % и для и второй колонок 1,2 %.

Затем подняли температуру до 90 ºС, выдержали в течение 18 часов и продолжили нагнетание воды. Подвижность жидкости и скорость фильтрации в колонках увеличились. Градиент давления, создавшийся при фильтрации, составлял 0,12 МПа/м. Подвижность жидкости и скорость фильтрации в колонках увеличились. Прирост коэффициента нефтевытеснения при последующей фильтрации модели пластовой воды при 90 ºС составил для первой 1,1% и второй колонок 21,3%.

При этой же температуре в направлении «скважина – пласт» закачали вторую оторочку кислотной композиции в объеме 0,45 объема пор и протолкнули на заданное расстояние водой. После термостатирования при 90 ºС в течение 19 часов возобновили фильтрацию модели пластовой воды Усинского месторождения. Градиент давления, создавшийся при фильтрации, составлял 0,67 МПа/м. Прирост коэффициента нефтевытеснения в результате фильтрации из первой и второй колонки и не наблюдался.

После этого подняли температуру до 150 ºС, выдержали 20 часов и продолжили нагнетание воды. Градиент давления, создавшийся при фильтрации, составлял 0,12 МПа/м. Подвижность жидкости и скорость фильтрации в

колонках увеличились. Прирост коэффициента нефтевытеснения в результате фильтрации из первой колонки не наблюдался, для второй колонки составил 2,3 %.

После фильтрации модели пластовой воды в направлении «скважина – пласт» была закачена вторая оторочка кислотной композиции в объеме, равном 0,5 порового объема, которую протолкнули оторочкой воды. После термостатирования в течение 22 часов при температуре 150 ºС возобновили фильтрацию модели пластовой воды в направлении «пласт – скважина». Градиент давления, создавшийся при фильтрации, составлял 0,25 МПа/м. Прирост коэффициента нефтевытеснения в результате фильтрации из первой колонки не наблюдался, для второй колонки составил 4,6 %.

Анализ компонентов композиции в пробах, отобранных на выходе из модели неоднородного пласта, показал, что значение водородного показателя в течение эксперимента снижается с 6,8 до 5,3 единиц pH, а затем, после нагревания до 150 ºС и последующей выдержки, в результате гидролиза карбамида, входящего в состав кислотной композиции, смещается в область щелочных значений, достигая 8,5 единиц pH. Количество карбамида в пробах отобранной воды составляет по итогам эксперимента 55 и 68 % от начального его содержания в композиции по первой и второй колонкам, соответственно, свидетельствуя о небольшой степени гидролиза карбамида.

Таким образом, в результате проведенных лабораторных исследований установлено, что воздействие на пласт кислотной композиции приводит к существенному приросту коэффициента нефтевытеснения. Прирост коэффициент нефти за счет применением кислотной композиции при 23 ºС составил 1,0 и 21,3%, при 150ºС – 1,0 и 8,2% по первой и второй колонкам, соответственно.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации».

Литература

1. Алтунина Л.К. Нефтевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей / Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В., Козлов В.В // Георесурсы – 2016, 18(4), ч. 1, – с. 281 – 288.
2. Yakutseni V.P. Dynamics of the share of the relative content of hard-to-recover oil reserves in the total balance / V.P. Yakutseni, Yu. E. Petrova, A. A. Sukhanov // Neftegazovaya Geologiya. Theory and practice. – 2007. – No. 2. – P. 1–11.
3. Максутов Р. А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России / Р. А. Максутов, Г. И. Орлов, А. В. Осипов // Технологии ТЭК. – 2005. – № 6. – С. 46 – 58.
4. Tarasyuk VM High-viscosity oils and natural bitumens // Ecological Bulletin of Russia. – 2014. – No. 6. – P. 22 – 27.
5. Боксерман А. А. Разработка нефтяных и газовых месторождений/ А.А.Боксерман, Н. Л. Раковский и др. // М.: ВИНИТИ. 1975. – Т. 7. – 87 с.
6. Алтунина Л. К. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей физико-химическими методами / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов // Технологии ТЭК. – 2007. – № 1 (32). – С. 46 – 52.

ВЛИЯНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА НА ОБРАЗОВАНИЕ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Эккерт А.Ю.

Научный руководитель - старший преподавательЮ.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), которые в производственной среде также часто называют парафином, представляет собой комплексную проблему, сопровождающую промысловых работников в процессе разработки и эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых месторождений.

Это связано с фазовыми переходами тяжелых углеводородных компонентов от С16 до С65 из жидкого в кристаллическое (твердое) состояние и образование их осадка на стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) в скважинах и стенках промысловых трубопроводов при движении по ним скважинной продукции, представляющей собой многокомпонентную газожидкостную смесь (ГЖС). Главной причиной, почему к проблеме выпадения АСПО привлекается такое широкое внимание, является уменьшение эффективной площади сечения трубопровода, а соответственно и количества транспортируемой продукции.

Без должного подхода к предотвращению и борьбе с парафиноотложением уменьшается межремонтный период скважин, повышается риск выхода из строя насосного оборудования. Все это влечет лишние капиталовложения. Поскольку выпадение АСПО возможно, как в НКТ скважин, так и на любом участке промысловой транспортной системы, проблема парафиноотложения должна рассматриваться комплексно с наибольшим приоритетом теоретическому обоснованию.

Исследованием процесса парафинообразования в разные времена занимались такие видные отечественные деятели науки, как В.П. Тронов, А.Р. Амиров, Л.А. Цветков, Н.Н. Непримеров, зарубежные – Ф.Джессен, М.Пейнадо. Все они сходятся во мнении, что основными факторами, присутствие которых необходимо для начала парафиноотложения, являются:

- наличие в газожидкостной смеси высокомолекулярных углеводородных компонент;
- существование вблизи стенок НКТ и стенок промысловых трубопроводов зон, где температура потока становится меньшей или равной температуре кристаллизации парафина T_c.

Исходя из этого можно заключить, что проблема выпадения АСПО наиболее актуальна для месторождений, находящихся на II–IV стадиях разработки, поскольку свойства пластовой нефти изменяются в процессе разработки и

доля тяжелых компонентов возрастает, а также введение системы воздействия на пласт играет роль в перераспределении температуры в залежи.

Важным аспектом при планировании мероприятий по предотвращению и борьбе с АСПО является интенсивность отложения, которая определяется:

- охлаждением стенок труб ниже температуры начала кристаллизации парафина T_c;
- состоянием твердой поверхности труб;
- газовым фактором;
- гидро- и теплодинамикой газожидкостного потока.

Экспериментальные исследования парафинообразования показали, что наиболее вероятным механизмом парафинообразования является кристаллизационный механизм, согласно которому при охлаждении жидкого слоя, текущего вдоль стенок трубы, происходит образование частиц твердой фазы и последующий перенос к стенкам, где и происходит накопление.

Движущаяся по стволу скважин и промысловым трубопроводам ГЖС является динамической системой, и методы классической термодинамики не позволяют дать развернутое описание происходящих процессов. Совместное распространение в пространстве теплоты и массы изучает теория тепломассопереноса. Она определяет тепломассоперенос как необратимый процесс переноса в пространстве энергии (теплоты) и массы вещества, возникающий в результате появления в разных областях среды разности температур или концентраций вещества или и того, и другого одновременно.

Теория тепломассопереноса сочетает в себе положения механики сплошных сред, уравнений математической физики, а также термодинамики. Основные уравнения, рассматриваемые в рамках данных дисциплин – это уравнения сохранения масс (закон сохранения массы), импульса (закон сохранения импульса) и энергии (закон сохранения энергии). Рассматриваемая далее задача предполагает течение квазиустановившимся, а температуру в каждом сечении трубы постоянной. Ось z направлена вдоль оси трубы. Применительно к газонефтяным скважинам, промысловым трубопроводам, данные уравнения выглядят следующим образом:

- уравнения сохранения масс. Уравнение (1) выражает закон сохранения массы для всей смеси в целом, а уравнение (2) только для газовой фазы:

$$m_{\text{ж}} + m_{\text{г}} = m = const; \tag{1}$$

$$k_{\text{ж(г)}} m_{\text{ж}} + k_{\text{г(г)}} m_{\text{г}} = m_{\text{г}}, \tag{2}$$

где $m_{\text{ж}}$, $m_{\text{г}}$ – массовые расходы жидкой и газовой фазы соответственно; $k_{\text{ж(г)}}$, $k_{\text{г(г)}}$ – массовая концентрация газового компонента в жидкой и газовой фазах соответственно.

- уравнение импульса для всей смеси в целом. В уравнении (3) левая часть является градиентом давления по оси трубы. Первое слагаемое в правой части учитывает потери на трение, а второе – на действие массовых сил:

$$\frac{dp}{dz} = -F_w - \left[\rho_{\text{ж}}^0 (1-\alpha) + \rho_{\text{г}}^0 \alpha\right] g, \qquad F_w = \frac{\lambda_w}{4R}\left(\rho_{\text{ж}}^0 \frac{(1-\varphi)^2}{(1-\alpha)^2} + \rho_{\text{г}}^0 \frac{\varphi^2}{\alpha^2}\right)\omega^2, \qquad [R = R_0 - \delta_s], \tag{3}$$

где $\rho_{\text{ж}}^0$, $\rho_{\text{г}}^0$ – истинная плотность жидкой и газовой фаз соответственно; λ_w – коэффициент трения между потоком и стенкой трубы; R – радиус трубы с учетом толщины отложений парафина (δ_s); R_0 – радиус трубы; α, φ – массовое и объемное газосодержание соответственно, причем они связаны корреляционной зависимостью вида:

$$\alpha = \begin{cases} 0{,}833\varphi, & \varphi \le 0{,}9 \\ \left[0{,}833 + \dfrac{0{,}167}{\rho_{\text{ж}}^0 (1-\varphi)/\left(\rho_{\text{г}}^0 \varphi\right)}\right]\varphi, & \varphi > 0{,}9 \end{cases} \qquad \left(\varphi = \frac{\frac{m_{\text{г}}}{\rho_{\text{г}}^0}}{\frac{m_{\text{ж}}}{\rho_{\text{ж}}^0} + \frac{m_{\text{г}}}{\rho_{\text{г}}^0}}\right) \tag{4}$$

- уравнение притока тепла. В левой части уравнения – количество теплоты, переданное системой при изменении температуры, в правой: первое слагаемое – изменение внутренней энергии газа, второе и третье учитывают испарение нефти и выделение газа при движении по трубе, четвертое – поток тепла через стенки ($Q_w = 2\pi R q_w$).

$$mc\frac{dT}{dz} = \frac{m_{\text{г}}}{\rho_{\text{г}}^0}\frac{dp}{dz} + A_{\text{ж}}\frac{dk_{\text{ж(г)}}}{dz} + A_{\text{г}}\frac{dk_{\text{г(г)}}}{dz} - Q_w, \qquad A_{\text{ж}} = m_{\text{ж}}(L_{\text{г}} - L_{\text{ж}}) + \frac{Lm_{\text{ж}}}{k_{\text{г(г)}} - k_{\text{ж(г)}}}, \qquad A_{\text{г}} = \frac{Lm_{\text{ж}}}{k_{\text{г(г)}} - k_{\text{ж(г)}}}, \tag{5}$$

где $mc = m_{\text{ж}}c_{\text{ж}} + m_{\text{г}}c_{\text{г}}$ – удельная теплоемкость системы жидкость–газ; $L_{\text{г}}$ – удельная теплота выделения растворенного газа; $L_{\text{ж}}$ – удельная теплота испарения нефти; $L = L_{\text{г}}k_{\text{г(г)}} + L_{\text{ж}}k_{\text{ж(г)}}$ – удельная теплота испарения всей системы; q_w – интенсивность теплообмена между твердой фазой и стенкой трубы.

Система уравнений (1) – (5) позволяет при заданных начальных и граничных условиях с помощью ЭВМ или численных методов рассчитать поля различных параметров в трубах.

Н.Г. Мускаев и В.Ш. Шагапов в своей работе [4] для интенсивности роста толщины слоя парафина получили зависимость (6). Данная модель учитывает тепловой баланс, а также диффузионные процессы переноса тяжелых компонентов к стенкам трубы:

$$\frac{\partial \delta_s}{\partial t} = \left[\beta_w (T_c - T) + \lambda_s \frac{T_0 - T_c}{R\ln\left(\frac{R}{R_0}\right)}\right] \Bigg/ \left[\rho_{\text{ж}}^0 \left(l^{ls} + \frac{\frac{\lambda_s}{R\ln\left(\frac{R}{R_0}\right)}}{\frac{2\rho_{\text{ж}}^0 D}{R(1-\alpha)}\left(\frac{\partial k_{\text{ж(т)р}}}{\partial T_\sigma}\right)_{T_c}}\right)\right], \tag{6}$$

где β_w – коэффициент теплопередачи (зависит от структуры потока); l^{ls} – удельная теплота кристаллизации парафина; λ_s – удельная теплопроводность парафина; $k_{\text{ж(т)р}}$ – равновесная концентрация тяжелого компонента в жидкости; D – коэффициент диффузии.

Для описания взаимодействия с окружающей средой рассматриваемая система может быть представлена как совокупность N коаксиальных цилиндров, включающая: трубу с газожидкостной смесью (для скважины: НКТ + затрубное пространство + обсадная колонна) и окружающие породы (для промысловых трубопроводов – грунт). Тогда уравнение для интенсивности теплового потока через стенки можно записать:

$$q_i = 2\pi(T_i - T_0) \Big/ \sum_{i=1}^{N} \frac{1}{\lambda_i} \ln\left(\frac{R_i}{R_{i-1}}\right), \quad (7)$$

где q_i – интенсивность теплового потока через границу i цилиндра; λ_i и T_i – удельная теплопроводность и температура i слоя соответственно; R_i – радиус i цилиндра; R_{i-1} – радиус $(i-1)$ цилиндра.

Таким образом проанализирована система уравнений, позволяющая описать процесс выпадения АСПО на стенках скважин и промысловых трубопроводов с точки зрения теории тепломассопереноса, как процесса одновременного распространения вещества и энергии в пространстве.

Данные положения могут быть использованы для детального прогноза глубины, времени, интенсивности образования парафиновых отложений, их геометрических характеристик, а также как отдельное положение при расчете промысловых трубопроводов. Как показывает практика, аналитическое решение подобных систем уравнений весьма затруднительно. Поэтому для получения допустимо приближенных решений рекомендуется использовать компьютерные технологии или численные методы.

Литература

1. Брюханов О.Н., Шевченко С.Н. Тепломассообмен: Учебник. – М.: ИНФРА-М, 2012. – 464 с. – (Высшее образование: Бакалавриат)
2. Каменщиков Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин. – М. Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005 – 254 с.
3. Пустовалов В.М. Моделирование эффективности эксплуатации фонда скважин, осложненных парафино-солеотложениями (в условиях ТПП «Урайнефтегаз») [Текст]: дис. … канд. техн. наук / Пустовалов Владимир Михайлович. – Тюмень, 2003. – 206 с
4. Шагапов В.Ш., Мускаев Н.Г. Теоретическое моделирование работы газонефтяной скважины в осложненных условиях // Прикл. механика и техн. физика. 1997, Т.38, №2. С.125-134
5. Шабаров А.Б., Кислицын А.А. Теория тепломассопереноса в нефтегазовых и строительных технологиях: учеб. пособие для вузов: Тюменский государственный университет. – М.: Издательство Юрайт, 2018. – 332 с. – Серия: Университеты России.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ МАЛОГО ДИАМЕТРА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Юлдашбеков Ш.А.

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день большинство месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки и характеризуются низким темпом выработки запасов. Становится актуальным вопрос о локализации остаточных запасов нефти, поэтому одним из самых эффективных методов повышения КИН, вовлечение слабодренируемых и добычи остаточных запасов нефти является бурение боковых стволов скважин малого диаметра.

Остаточные запасы - это запасы нефти, которые характеризуются очень маленькой, а иногда нулевой скоростью фильтрации в слабопроницаемых зонах, линз, пропластков или слоях. Остаточные запасы в основном сосредоточены в отдельных изолированных линзах, в застойных зонах пласта [1]. Важно, что для добычи небольших остаточных запасов, бурение новых скважин приведет к увеличению капитальных затрат, потому что участок потребует обустройства дополнительной кустовой площадки, отсыпки, что ведет к огромным затратам и увеличению времени строительства, из-за чего дальнейшая разработка месторождений становится нерентабельной. В связи с этим использование боковых стволов для восстановления нерабочих и низко продуктивных скважин является оптимальным вариантом.

В настоящее время большинство нефтяных месторождений имеют сложное геологическое строение. Основой сложного геологического строения месторождений севера Красноярского края являются образования осадочных пород палеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Добыча флюида происходит с залежей Нижнехетской, Яковлевсвкой и Долганских свит. Все продуктивные пласты-коллекторы относятся к терригенному типу (представлены песчаниками и алевролитами). Песчаники Нижнехетской свиты более сцементированы, цемент глинистый (монтмориллонит, гидрослюда). Флюидоупорами служат аргиллитоподобные глины и углистые аргиллиты с прослоями известняков мощностью 10-15 м.

Учитывая данные факторы, месторождения Красноярского края имеют следующие геолого-физические особенности:

Наличие многолетнемерзлых пород затрудняет как процесс бурения, так и процесс добычи. Низкие температуры верхних пластов ($t_{ср}$=12ºС) вызывают осложнения работы оборудования и трудности, возникающие при подъеме флюидов на поверхность.

Сравнительно высокие содержания глинистого цемента – алевролита (до 35 %), а также локальные зоны глинизации. Это приводит к тому, что при первичном вскрытии продуктивного пласта происходит интенсивное проникновение фильтрата бурового раствора далеко в продуктивный пласт и, вследствие постепенного набухания глинистого цемента коллектора, закупорка существенной доли поровых каналов.

Технология бурения боковых стволов по классификации TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals) эффективнее в ситуациях, когда запасы флюида находятся в сложных геологических условиях залегания (Рис.).

Основные геологические критерии для зарезки боковых стволов по классификации TAML:

- низкопроницаемые и терригенные коллекторы с малой мощностью;
- застойные зоны пласта, слоистые пласты, линзы, в которых необходимо увеличить степень охвата коллектора;
- недонасыщенные коллектора;
- месторождения углеводородов на территориях с ограниченной возможностью ведения буровых работ.

Основные критерии при выборе интервала зарезки боковых стволов:

- изоляция нефтеносных и водоносных пластов по всему вскрытому разрезу;
- герметичность всех технических и обсадных колонных труб, их качественное цементирование;
- максимальная интенсивность искривления ствола не должна превышать 4-6° на 10 м;
- предотвращение ухудшения коллекторных свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

Согласно классификации TAML, горизонтально разветвленные скважины делятся на 6 уровней. Механическая сложность возрастает с уровнем (Таблица) [2].

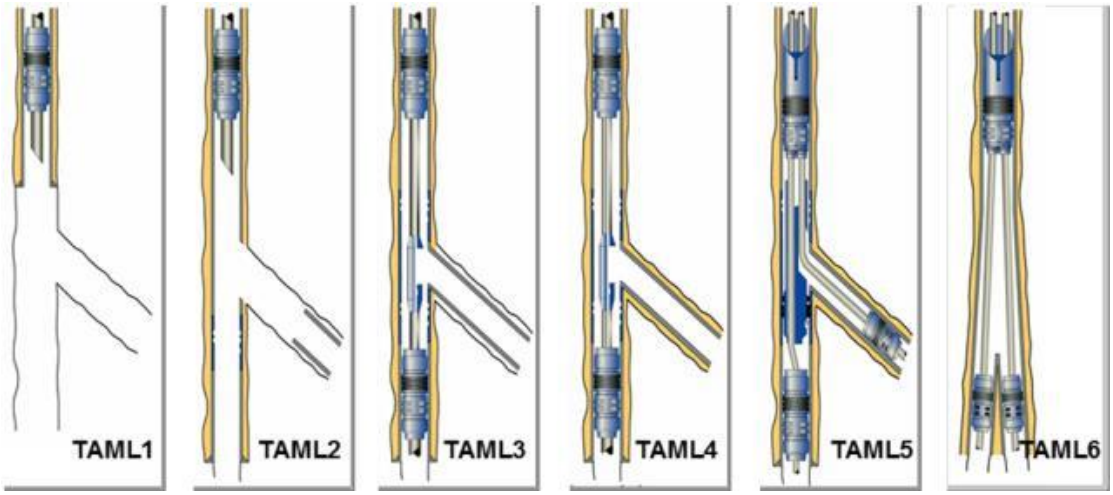


Рис. Типы многоствольных скважин по технологии TAML

Данные факторы показывают, что из-за геологических особенностей на месторождениях Западной Сибири рекомендуется строить скважины по технологии TAML 4 и TAML 5, благодаря герметичному соединению между основным стволом и боковым и добычи остаточных запасов. Эксплуатация данных скважин производиться УЭЦН-2А, которые идеально подходят для малых диаметров (89,102 и 104 мм) эксплуатационной колонны бокового ствола. Малый диаметр и длина позволяют безопасно спускать УЭЦН в скважину с высоким темпом набора кривизны, который доходит до 4-8° на 10м, а также отклонением от вертикали на 55-70°. Ступени для УЭЦН-2А довольно энергоэффективны (КПД достигает 57%)[3]. Но самым главным преимуществом данных технологий является то, что из-за малого диаметра колонны скорость потока увеличивается. А чем больше напор, тем меньше давление нужно подавать насосом, благодаря чему снижается энергопотребление.

Данные насосы имеют ряд недостатков. Работа установки в искривленных участках скважины (до 4° на 10 м) повышает нагрузку на валы входящих деталей, что приводит к слому. Из-за высоких оборотов рабочих колес происходит повышенный износ рабочих секций ЭЦН, связанное с трением отдельных элементов насоса и повышением температуры. Вследствие малого проходного сечения в рабочих колесах возможно засорение механическими примесями и солями, поэтому целесообразнее использовать УЭЦН 4 габарита, который намного маневреннее при спуске и при размещении, имеет большую производительность по сравнению с УЭЦН-2А почти в 3 раза.

Таблица

Уровни классификации TAML[2]

	TAML1	TAML2	TAML3	TAML4	TAML5	TAML6
Характеристика профиля	Материнский и БС не обсажены обсадной трубой (или в каждой имеется хвостовик). Прочность сочленения, гидравлическая изолированность зависит от свойств породы, находящейся рядом с сочленением	Материнский ствол обсажен трубами и зацементирован. У БС открытый забой или оснащен хвостовиком (фильтром). Сочленение гидравлически не изолировано	Материнский ствол обсажен и зацементирован. БС обсажен, но не зацементирован. (Возможно, есть крепления у места разветвления без цементирования)	Материнский и БС обсажен и зацементированы (в боковом стволе установлен хвостовик (фильтр))	Материнский и БС обсажены и зацементированы. Сочленение гидравлически изолировано. Оборудование для добычи крепится при помощи пакеров	Материнский ствол имеет забойное разветвление и крепление оборудования для раздельной добычи. Сочленение герметично (цемента недостаточно для полной герметизации)
Геолого-физические условия для бурения	Применяют только в сильно сцементированных пластах		Применение в сильно- и средне сцементированных пластах	Возможность применения и в сцементированных и несцементированных пластах		
Особенности	- нет механического сопряжения; - затрудненный доступ к обоим стволам; - продукция смешивается из-за отсутствия гидравлической изоляции пластов	-нет механического сопряжения; -продукция смешивается из-за отсутствия гидравлической изоляции пластов; -доступ только к основному стволу	-механическое сопряжение; -доступ к основному и боковому стволу -продукция смешивается из-за отсутствия гидравлической изоляции пластов	-механическое сопряжение, чувствительное к депрессии, при эксплуатации УЭЦН; -Возможна изоляция пластов с установкой пакера; -доступ к основному и боковому стволу	-имеется механическое сопряжение, -возможна одновременно раздельная добыча, благодаря гидравлической изоляции; -Полный доступ к основному и боковому стволу	-механическое сопряжение спускается вместе с обсадными колоннами; -возможна одновременно раздельная добыча из-за гидравлической изоляции; -полный доступ к основному и боковому стволу

Наличие остаточных запасов углеводородов на месторождениях со сложными геологическими условиями заставляет комплексно подойти к разработке с применением зарезки боковых стволов по классификации TAML 4 и TAML, характеризующиеся герметичностью соединения основного и бокового стволов. Эксплуатация скважин происходит насосами УЭЦН-2А, преимуществами которого являются высокая скорость напора за счёт малого диаметра бокового ствола, но из-за ряда выявленных недостатков чаще всего используются УЭЦН 4 габарита, который обладает высокой производительностью и маневренностью, что обеспечивает бесперебойную работу насоса.

Литература

1. Методы извлечения остаточной нефти / [М. Л. Сургучев, А. Т. Горбунов, Д. П. Забродин и др.]. – М.: Недра, 1991. – 346, [1] с.: ил.; 22 см.; ISBN 5-247-00959-2 (В пер.):
2. Дажук Никита Максимович Технология бурения Fishbone (Фишбон) // Наука и образование сегодня. 2018. №10 (33). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/tehnologiya-bureniya-fishbone-fishbon (дата обращения: 23.03.2021).
3. Щербаченя Андрей Сергеевич Анализ технологии одновременно - раздельной эксплуатации скважин // Вестник науки и образования. 2019. – №9-3 (63). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-tehnologii-odnovremenno-razdelnoy-ekspluatatsii-skvazhin (дата обращения: 25.03.2021).

С Е К Ц И Я 11

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

НАСТРОЙКА СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК С ПРИМЕНЕНИЕМ КОНЦЕПЦИИ ГИБРИДНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Аскаров А.Б., Мицкевич Р.В., Андреев М.В.
Научный руководитель - доцент М.В. Андреев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обеспечение нормального функционирования различных объектов нефтегазовой промышленности напрямую зависит от надежной работы систем электроснабжения. Под надежностью систем электроснабжения в целом можно понимать устойчивость их работы в нормальном режиме и при аварийных возмущениях. Сохранение устойчивости определяется совокупными возможностями генерирующих установок обеспечивать бесперебойное электроснабжение потребителей электрической энергией нормированного качества и в необходимом количестве. При этом в России электроснабжение большей части объектов нефтегазовой промышленности осуществляется с применением газотурбинных и парогазовых установок различной мощности на базе традиционных синхронных генераторов [3]. Для подобных генерирующих установок основным устройством, которое обеспечивает их устойчивое функционирование как в нормальных, так и в послеаварийных режимах, являются системы автоматического регулирования возбуждения – автоматические регуляторы возбуждения. Адекватная настройка регуляторов возбуждения позволяет поддерживать напряжение в точке регулирования с заданной точностью и статизмом, обеспечивать устойчивость регулирования в различных режимах работы генератора, в том числе при возникновении различных возмущений, а также эффективно демпфировать послеаварийные колебания при переходных процессах. При этом наиболее оптимальной настройкой автоматических регуляторов возбуждения могут быть увеличены запасы как статической, так и динамической устойчивости в рамках рассматриваемого энергорайона, и, соответственно, увеличена надежность электроснабжения потребителей в нормальных и переходных режимах [6].

В настоящее время основным способом настройки регуляторов возбуждения различных типов и структур является математическое моделирование, что обуславливается известной спецификой и сложностью любых реальных энергосистем, которые априори исключают возможность получения всей необходимой информации, в особенности аварийного характера, натурным путем. Однако зачастую размер рассматриваемого энергорайона, а также уровень детализации моделей при классическом подходе к настройке регуляторов возбуждения весьма ограничен, что сильно сказывается на полноте и достоверности получаемой информации. Данный факт связан с необходимостью улучшения условий применимости методов численного интегрирования и подходов к решению совокупной математической модели, используемых в различных программных комплексах для моделирования энергосистем [1]. Наиболее существенными допущениями при использовании данных комплексов для настройки устройств автоматического регулирования возбуждения являются:

- упрощение математических моделей основного оборудования, их систем регулирования и управления:
  - неучет насыщения электрических машин и других элементов,
  - значительное упрощение моделей систем регулирования возбуждения и мощности генераторов для снижения жесткости системы дифференциальных уравнений, образующих исследуемую математическую модель, поскольку постоянные времени в различных каналах самих систем автоматического регулирования могут отличаться на несколько порядков,
- значительное эквивалентирование элементов и частей энергосистемы, заключающееся в объединении нескольких электрических машин в один эквивалент в узле подключения, упрощении топологии сети и представлении внешних связей в виде шин бесконечной мощности и др.;
- декомпозиция реально единого и непрерывного спектра квазиустановившихся и переходных процессов в энергосистеме, заключающаяся в раздельном расчете установившихся режимов, электромагнитных и электромеханических переходных процессов.

В то же время при исследовании энергорайонов с различными объектами нефтегазовой промышленности особое внимание должно уделяться составу и, соответственно, моделированию нагрузок, которые в целом следует рассматривать в виде динамической комплексной модели нагрузки, состоящей из комбинации синхронных и асинхронных двигателей, а также статической нагрузки [4]. Необходимость детального воспроизведения нагрузки связана с ее значительным влиянием не только на протекание переходных процессов в подобных энергорайонах, но и на запасы как статической, так и динамической устойчивости. Осуществление такого моделирования с помощью программных комплексов, во-первых, сильно замедляет сам процесс моделирования, а, во-вторых, при некоторых

видах тестовых возмущений может возникать проблема отсутствия сходимости численного решения [7]. В связи с чем при использовании программных комплексов для достаточно детального моделирования энергосистем становится необходимым увеличение шага интегрирования, ограничение интервала воспроизведения процессов, а также уменьшение степени точности, что в целом может приводить к малодостоверным результатам моделирования при осуществлении настройки автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов.

Учитывая вышесказанное, в данной работе альтернативным решением является применение гибридного подхода [2] к моделированию энергорайонов с объектами нефтегазовой промышленности. Гибридный подход объединяет в себе основные существующих подходы к моделированию энергосистем: (1) аналоговый, (2) физический и (3) цифровой, что в целом дает возможность моделировать любые элементы с высоким уровнем детализации без каких-либо ограничений на размер совокупной математической модели рассматриваемой энергосистемы. Данный факт позволяет полностью исключить все причины, препятствующие решению проблемы получения наиболее полной и достоверной информации о процессах в исследуемом энергорайоне, которая затем может быть использована для наиболее оптимальной настройки регуляторов возбуждения. Основным этапом успешного проведения настройки данных регуляторов с применением гибридного подхода является разработка специализированных средств моделирования. Данные средства должны включать в себя следующие основные элементы:

1) наиболее полную математическую модель генератора, которой является полная система уравнений Парка-Горева, совместно с уравнениями взаимного преобразования переменных систем *dq0* и *abc*;
2) детальную и максимально универсальную модель системы возбуждения;
3) возможность учета мультимассности вала при расчете уравнения движения электрической машины;
4) библиотеку полных математических моделей регуляторов различных типов и видов.

Предлагаемые в данной работе подход и средства гибридного моделирования позволяют детально и в полной мере осуществлять определение адекватных реальным условиям настроек регуляторов возбуждения различного типа, обеспечивающих их наиболее эффективное функционирование в различных схемно-режимных ситуациях для сохранения устойчивости работы энергорайонов с объектами нефтегазовой промышленности и, соответственно, повышения надежности их электроснабжения. Подобное становится особенно актуальным в связи с постепенной интеграцией в такие энергорайоны объектов распределенной генерации на базе ветроэнергетических и фотоэлектрических установок, которые подключаются к сети с помощью устройств силовой полупроводниковой техники. Данные установки обладают совершенно иными динамическими свойствами по сравнению с традиционными источниками генерации и быстродействующими системами автоматического управления, что оказывает значительное влияние на скорость протекания процессов в сети, амплитуду и частоту возникающих послеаварийных колебаний и приводит к необходимости осуществления согласованной настройки их систем управления с другими для обеспечения устойчивости в установившихся режимах, а также эффективного демпфирования колебаний. При этом для наиболее достоверного и полного анализа возникающих процессов следует детально воспроизводить модели ветроэнергетических и фотоэлектрических установок, что приводит к необходимости ввода допущений и упрощений, обозначенных ранее, при использовании программных комплексов. Использование гибридного подхода в таком случае требует только разработки специализированных гибридных средств моделирования, воспроизводящих данные установки с их особенностями в топологии и разнообразными системами управления [5].

Исходя из вышесказанного, применение гибридного моделирования энергосистем позволяет универсализировать подход к настройке автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов, обеспечивающих электроснабжение объектов нефтегазовой промышленности, относительно состава и размеров математической модели рассматриваемой энергосистемы, поскольку такое моделирование позволяет получить наиболее адекватную и достоверную информацию об едином и непрерывном спектре протекания режимов и процессов.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, Госзадание "Наука" № FSWW-2020-0017.

Литература

1. Аскаров А. Б., Суворов А. А., Андреев М. В. Применение всережимного моделирующего комплекса для энергосистем с распределенной генерацией //Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2019. – Т. 23. – №. 1 (144).
2. Гусев А. С. и др. Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем //Электричество. – 2009. – №. 12. – С. 5а-8.
3. Иноземцев А. А. Использование перспективных технологий авиационных газотурбинных двигателей для создания энергетических ГТУ большой мощности //Электрические станции. – 2020. – №. 1. – С. 29-35.
4. Гуревич Ю. Е., Либова Л. Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергосистем и надежности электроснабжения промышленных потребителей. – 2008.
5. Разживин И. А. и др. Гибридное моделировании распределенной генерации в электроэнергетических системах //Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2020. – Т. 20. – №. 2.
6. Филимонов Н. Ю., Юрганов А. А. Метод выбора параметров и настройки каналов автоматических регуляторов возбуждения //Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2019. – №. 2. – С. 43-52.
7. Chakraborty, S. New Numerical Integration Methods for Simulation of Electromagnetic Transients [Text] / S. Chakraborty, R. Ramanujam // International Journal of Emerging Electric Power Systems. – 2018. – Vol. 19. – No. 4. – 20180122

ВЛИЯНИЕ РЕОЛОГИИ ТОПЛИВНЫХ ЭМУЛЬСИЙ НА ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ИХ КАПЕЛЬ С ТВЕРДОЙ ПОВЕРХНОСТЬЮ

Ашихмин А.Е., Семенова А.Е., Хомутов Н.А.
Научный руководитель - доцент М.В. Пискунов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Взаимодействие капли с твердыми поверхностями рассматривается как сложный многофакторный процесс, зависящий как от свойств жидкости, так и поверхности взаимодействия. Несмотря на сложность данного процесса, он встречается во многих промышленных технологиях и приложениях бытового использования, таких как струйная печать, 3D печать, спрейное охлаждение, спрейное распыление в двигателях внутреннего сгорания, фармацевтика и пищевая промышленность [5].

В многочисленных работах, посвященных динамике соударения капли с поверхностью, рассматриваются кинетическая энергия (сила инерции), поверхностная энергия (капиллярная сила), и энергия вязкой диссипации как основные движущие и определяющие силы процесса взаимодействия [3,6]. Взаимодействие капли с поверхностью обычно описывается несколькими безразмерными критериями, отражающими отношения определяющих процесс сил, а именно числом Вебера (We), числом Рейнольдса (Re) и числом капиллярности [1]. Одной из основных характеристик, описывающей динамику растекания, является коэффициент максимального растекания (β_{max}) (максимальный диаметр растекания D_{max}, нормализованный с помощью диаметра капли D_0). Большинство исследований в этой области посвящено изучению однофазных ньютоновских жидкостей, однако во многих практических приложениях и технологиях используются многокомпонентные жидкости (зачастую неньютоновские, например с вязкоупругим или вязкопластичным поведением) [1]. Вязкость таких жидкостей зависит от скорости сдвига, поэтому динамику растекания сложно описать только с помощью вязкости. Для характеристики неньютоновских жидкостей, при взаимодействии с твердой поверхностью, следует использовать реологические свойства, которые связывают напряжение сдвига (σ) и скорость сдвига (γ) [4]. Одним из таких свойств, например, является предел текучести (τ_0), который определяет, когда жидкость начинает течь, а не деформироваться как твердое тело. В настоящий момент влияние реологических характеристик неньютоновских жидкостей на взаимодействие капли с твердой поверхностью остается малоизученным. Поэтому целью данной работы является исследование влияния реологических свойств ньютоновских и неньютоновских эмульсий на динамику растекания капель на твердой не нагретой поверхности.

Обратные эмульсии типа «вода-в-масле» приготовлены из таких несмешивающихся компонентов как дистиллированная вода в качестве дисперсной фазы, н-декан и масло базовое изопарафиновое в качестве непрерывной фазы. В таблице 1 приведен компонентный состав эмульсий. В качестве эмульгаторов использованы сорбитанмонолеат (Спан-80) и лецитин соевый.

Таблица 1

Компонентный состав эмульсий

№ эмульсии	Вода, гр.	Н-декан, гр.	Масло, гр.	Эмульгатор, гр.	Наименование эмульгатора	Масса образца, гр.
Е1	0,8	12	3,04	0,16	Спан 80	16
Е2	0,8	4	11,04	0,16	Спан 80	16
Е3	0,8	15,04	0	0,16	Соевый лецитин	16

Составы эмульсий приготовлены при комнатной температуре в стеклянной лабораторной посуде при перемешивании гомогенизатором (скорость вращения 10 тыс. об/мин, время перемешивания 3 минуты). Динамическая вязкость измерялась на ротационном вискозиметре. Плотность вычислялась пикнометрическим методом. Измерение поверхностного натяжения проводилось методом отрыва кольца. Свойства исследуемых жидкостей при комнатной температуре приведены в таблице 2. Исследование взаимодействия капли с твердой поверхностью выполнено методом высокоскоростной видеорегистрации.

Таблица 2

Физические свойства эмульсий и их компонентов

Жидкость	Плотность (ρ), кг/м^3	Динамическая вязкость (υ), мПа·с	Поверхностное натяжение (σ_0), мН/м
Дистиллированная вода	997	0,89	71,98
н-Декан	730	0,84	25,55
Е1	750	неньютоновская	24,41
Е2	801	неньютоновская	26,84
Е3	738	1,13	24,34

В данном исследовании для изучения динамики взаимодействия капель ньютоновских и неньютоновских жидкостей с твердой не нагретой поверхностью используются безразмерные параметры, такие как капиллярное число Бингама ($\hat{B} = D_0\tau_0/\sigma_0$), число Рейнольдса для ньютоновских жидкостей ($Re = \rho U_0 D_0/\mu$), неньютоновское число Рейнольдса ($Re_n = \rho D_0^n U_0^{(2-n)}/k$) и коэффициент максимального растекания β_{max}, где U_0 – скорость капли перед непосредственным взаимодействием с поверхностью, μ – кинематическая вязкость, n – показатель текучести (показатель степени из выражения для модели Гершеля-Балкли), k – пластическая вязкость.

Исходя из зависимости, представленной на рисунке 1, следует, что вязкость эмульсий Е1 и Е2 заметно уменьшается при увеличении скорости сдвига (γ). Реологическое поведение этих жидкостей хорошо описывается

моделью Бингама для неньютоновских жидкостей при рассмотрении зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига, $\sigma(\gamma)$. В свою очередь, вязкость эмульсии Е3 не зависит от скорости сдвига (ньютоновское поведение).

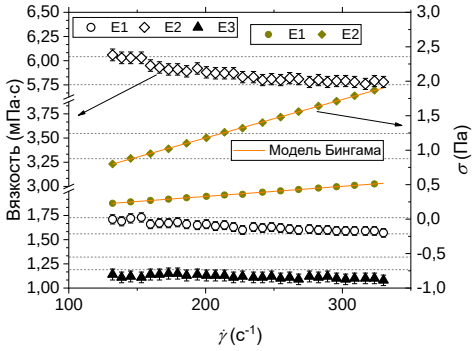
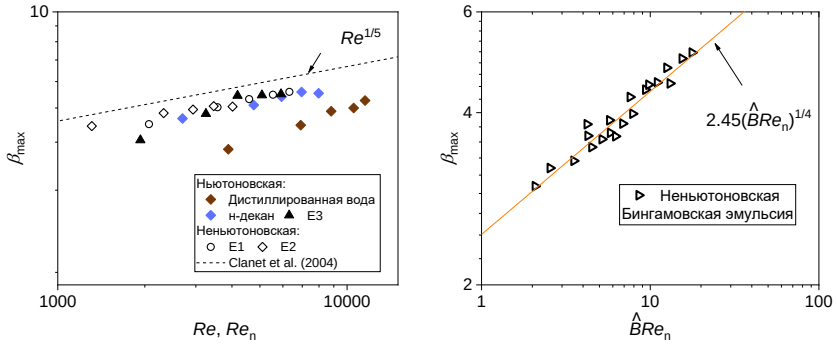


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости эмульсий и напряжения сдвига от скорости сдвига



а б

Рис. 2. Максимальный диаметр растекания в зависимости от Re или Re_n (зависит от реологического поведения жидкости) (а); влияние капиллярного числа Бингама, масштабированного с помощью Re_n на коэффициент максимального растекания капли (б)

На рисунке 2 демонстрируется влияние числа Рейнольдса для ньютоновских и неньютоновских жидкостей на β_{max}. Из зависимости видно, что значения β_{max} для неньютоновских эмульсий достаточно близки к теоретической зависимости $Re^{1/5}$ [2] для капель однофазных ньютоновских жидкостей. Тем не менее, расхождение экспериментальных значений от теории является довольно заметным. Предполагается, что для капель ньютоновских жидкостей сильное расхождение результатов сравнения говорит о необходимости учета не только сил инерции и вязкости, но и сил поверхностного натяжения [1,3,6]. Число Re_n рассматривает все реологические свойства неньютоновской жидкости, за исключением предела текучести τ_0. Он учитывается в капиллярном числе Бингама $\hat{B}$. Чтобы учесть все реологические свойства (включая предел текучести) Бингамовских эмульсий, а также влияние инерционных и капиллярных сил, β_{max} представлен как функция от произведения $\hat{B}Re_n$ (рис. 2б). Соотношение характерных сил в произведении $\hat{B}Re_n$ определяет характер поведения максимального диаметра растекания капли неньютоновской Бингамовской жидкости довольно точно (рис. 2б) согласно эмпирическому соотношению $\beta_{max} = 2{,}45(\hat{B}Re_n)^{1/4}$.

Полученная эмпирическая зависимость, учитывающая все реологические свойства неньютоновских эмульсий, а также инерционные и капиллярные силы, позволяет описывать динамику растекания их капель на твердой не нагретой поверхности в широком диапазоне чисел Рейнольдса.

Литература

1. Blanken N. et al. Impact of compound drops: a perspective // Curr. Opin. Colloid Interface Sci. Elsevier Ltd, 2021. Vol. 51.
2. Clanet C. et al. Maximal deformation of an impacting drop // J. Fluid Mech. 2004. Vol. 517, № January 2014. P. 199–208.
3. Josserand C., Thoroddsen S.T. Drop Impact on a Solid Surface // Annu. Rev. Fluid Mech. 2016. Vol. 48, № 1. P. 365–391.
4. Kim E., Baek J. Numerical study of the parameters governing the impact dynamics of yield-stress fluid droplets on a solid surface // J. Nonnewton. Fluid Mech. Elsevier, 2012. Vol. 173–174. P. 62–71.
5. Liang G., Mudawar I. Review of drop impact on heated walls // Int. J. Heat Mass Transf. 2017. Vol. 106. P. 103–126.
6. Yarin A.L., Roisman I. V., Tropea C. Collision phenomena in liquids and solids // Collision Phenomena in Liquids and Solids. 2017.

РЕЖИМЫ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ КАПЕЛЬ ТОПЛИВНЫХ ЭМУЛЬСИЙ С ТВЕРДОЙ ПОВЕРХНОСТЬЮ

Ашихмин А.Е., Вяткин А.В., Хомутов Н.А.
Научный руководитель - доцент М.В. Пискунов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Взаимодействие капель жидкости с твердыми нагретыми поверхностями является сложным многофакторным явлением, характеризующимся как гидродинамическими процессами, так и различными режимами теплопередачи [1]. Столкновение капель жидкости с разогретыми поверхностями является типичным явлением в ряде практических приложений, таких как аэрозольное охлаждение, окрашивание поверхностей, струйная печать, безопасность ядерных реакторов и спреи в двигателях внутреннего сгорания [2]. Исходя из обзорных статей [2,3] можно констатировать, что для капель чистых однородных жидкостей динамика соударения с учетом режимов, механизмов и основных регулирующих сил процесса взаимодействия изучена довольно подробно и основательно. Однако, слабо изученным остается направление, связанное с взаимодействием сложных по компонентному составу и структуре капель жидкости с твердой поверхностью. Часто многие попытки применения известных моделей для капель чистых однородных жидкостей заканчиваются безуспешно. Исследователи отмечают существенное усложнение моделей для сложных по компонентному составу и структуре капель жидкости [2,3].

При распылении топливных жидкостей и спрейном охлаждении конечный результат взаимодействия капель с поверхностью определяется как свойствами жидкости, так и свойствами поверхности. Для описания результатов взаимодействия часто используются безразмерные параметры, например, числа Рейнольдса (Re), Вебера (We), Онезорге (Oh) [2,3]. При столкновениях отличия температур поверхности и капли жидкости приводят к различным последствиям. В зависимости от температуры поверхности выделяют 4 вида теплообмена: пленочное испарение, пузырьковое кипение, переходное кипение, пленочное кипение [2-4]. Для каждого режима теплообмена существуют сопровождающие режимы гидродинамического взаимодействия. При этом в зависимости от скорости соударения капли с нагретой поверхностью выделяют три основных режима гидродинамики: растекание, отскок, дробление [2,3]. В действительности существует много различных классификаций режимов гидродинамики, например, описываемые в [3]. Как правило, для описания гидродинамических режимов взаимодействия используют количественные характеристики, такие как скорость и диаметр растекания, максимальный диаметр растекания, толщина слоя растекающейся капли [2–4]. В качестве параметра, который позволяет охарактеризовать режимы теплообмена в исследованиях взаимодействия капель с твердой поверхностью, применяют время испарения или существования капли на этой поверхности (t_c) [3]. Отметим, что наличие нагрева со стороны поверхности взаимодействия и вариативность свойств жидкости в капле в зависимости от температуры, компонентного состава и ее внутренней структуры порождают многообразие наблюдаемых явлений, а также осложняют их прогнозирование, что создает необходимость проведения всесторонних экспериментальных исследований. Выделение отличий и сходств в режимах теплообмена и гидродинамики при взаимодействии капель н-декана и эмульсий на его основе с твердой нагретой поверхностью является *целью данной работы*.

Для приготовления топливных эмульсий использовались следующие компоненты: дистиллированная вода в качестве дисперсной фазы, н-декан и масло базовое изопарафиновое в качестве непрерывной фазы. В качестве эмульгатора использованы следующие поверхностно-активные вещества: сорбитанмонолеат (Спан-80) и раствор полиолефинаминоэфира в индустриальном масле (РЭМ-5). Образцы эмульсий приготавливались за счет смешения компонентов в стеклянных или пластиковых пробирках. Эмульгаторы предварительно растворялись в масляной фазе. Для диспергирования использовался гомогенизатор с установленной скоростью 10 тыс. об/мин (перемешивание в течение 3 мин). Компонентный состав исследуемых жидкостей приведен в таблице 1.

Таблица 1

Компонентный состав исследуемых жидкостей на основе н-декана и массовые концентрации компонентов

№ состава	Вода	Декан	HVI-2	ПАВ	Наименование ПАВ	Масса состава	Вода	Декан	HVI-2	ПАВ
	г	г	г	г		г	г/л	г/л	г/л	г/л
Эмульсия 1	0,8	4	11,04	0,16	Span-80	16	40	200	552	8
Эмульсия 2	0,8	15,04	0	0,16	РЭМ-5	16	40	752	0	8

Определение плотности исследуемых жидкостей проводилось пикнометрическим методом. Измерение поверхностного натяжения осуществлялось методом отрыва кольца. Свойства компонентов и эмульсий представлены в таблице 2. Для исследования взаимодействия капли с нагретой поверхностью применен метод высокоскоростной видеорегистрации. Для генерации капель использовался перистальтический насос. Для контроля температуры генерируемой жидкости применен внешний контур термостата. Контроль температуры нагреваемой поверхности (сапфировое полированное стекло) проводился нагревательным элементом с ПИД-регулятором.

Таблица 2

Плотность и поверхностное натяжение эмульсий и их компонентов

Жидкость	Плотность (ρ), (кг/м^3)	Поверхностное натяжение (σ_0), (мН/м)
Дистиллированная вода	997	71,98
н-Декан	730	25,55
Эмульсия 1	801	26,84
Эмульсия 2	710	23,80

Параметрами взаимодействия являются: D_0 и U_0 – диаметр и скорость капли перед столкновением с поверхностью, соответственно, T_w – температура поверхности взаимодействия (варьировалась в диапазоне 70–390 ºС). Начальная температура капель жидкостей составляла 25 °С. Для определения режимов теплообмена используется зависимость времени существования капли (t_c) от T_w. Для описания гидродинамических режимов взаимодействия используется безразмерный критерий – число Вебера ($We = \rho U_0^2 D_0/\sigma_0$), где ρ – плотность, σ_0 – поверхностное натяжение на границе раздела «жидкость-газы».

В ходе экспериментального исследования построена карта гидродинамических режимов, возникающих при взаимодействии капель эмульсий и н-декана с нагретой до различных температур поверхностью. Выделено три основных режима.

Режим 1: растекание и стекание капли, сопровождающиеся постепенным испарением. Режим 2: образование воздушных пространств (разрывов) и жидкостных мостов между ними в тонком слое растекающейся жидкости, окаймленном ободом, при более высоких температурах поверхности. Увеличение температуры способствует увеличению объёма воздушного пространства в тонком слое и количества жидкостных мостов, а также их утонению. В отношении обода с ростом температуры все больше проявляется нестабильность Рэлея-Тейлора, выраженная в увеличении размеров пальцеобразных структур обода. После разрушении обода локальные фрагменты жидкости кипят с образованием пузырьков. При увеличении температуры подложки количество фрагментов с меньшим размером увеличивается. Этот режим характерен и для температур переходного кипения. Режим 3: продолжительная существенная фрагментация обода капли и формирование меньшего количества жидкостных длинных мостов при пленочном кипении.

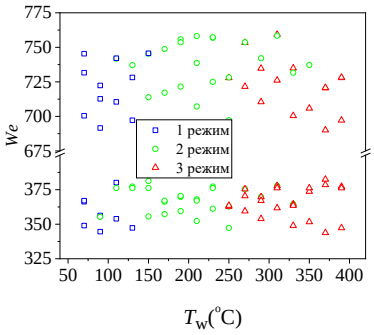


Рис. 1. Карта гидродинамических режимов удара капель о нагретую поверхность

Установленные переходы между видами теплообмена, характерными для наблюдаемых режимов гидродинамики для капель н-декана и эмульсий, показаны на рисунке 2. Переход I-II: конвективное испарение–пузырьковое кипение (для всех составов температура перехода 170°С). В отличие от эмульсий 1 и 2, t_c для капель декана ниже. Переход II-III: для капель эмульсии 1 характерна более высокая температура (350°С) перехода пузырьковое кипение–переходное кипение. Переход III-IV: переходное кипение–пленочное кипение (температура перехода для капель н-декана и эмульсии 2 250°С, а для капель эмульсии 1 370°С).

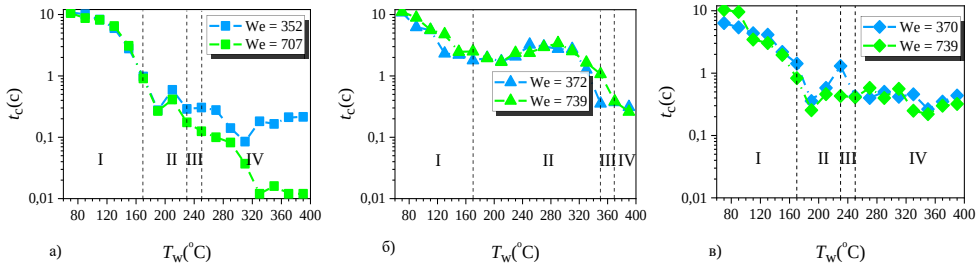


Рис. 2. Режимы теплообмена для капель н-декана и эмульсий, взаимодействующих с твердой нагретой поверхностью: (а) – н-декан; (б) –эмульсия 1; (в) - эмульсия 2; I-конвективное испарение, II-пузырьковое кипение, III-переходное кипение, IV-пленочное кипение.

Литература

1. Chausalkar A., Kong S.C., Michael J.B. Multicomponent drop breakup during impact with heated walls // Int. J. Heat Mass Transf. Elsevier Ltd, 2019. Vol. 141. P. 685–695.
2. Josserand C., Thoroddsen S.T. Drop Impact on a Solid Surface // Annu. Rev. Fluid Mech. 2016. Vol. 48, № 1. P. 365–391.
3. Liang G., Mudawar I. Review of drop impact on heated walls // Int. J. Heat Mass Transf. 2017. Vol. 106. P. 103–126.
4. Rein M. Interactions between Drops and Hot Surfaces // Drop-Surface Interactions. 2002. Vol. 456. P. 185–217.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАКОНОВ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕРОЯТНОСТЕЙ МОЩНОСТИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Бай Ю.Д., Разживин И.А., Гусев А.С.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Распространение использования возобновляемых источников энергии в электроэнергетических системах набирает популярность во всем мире, в том числе в странах, обладающих большими запасами нефти и газа. Данный процесс вызван потребностью уменьшения негативного влияния невозобновляемых энергетических ресурсов, а также соответствующего регресса, ведущего к увеличению ущерба, наносимого окружающей среде. По оценкам Международного энергетического агентства, мощность возобновляемых источников энергии, построенных в Китае в 2016 году, составила 34 ГВт, а Австралию можно считать одним из лидеров использования фотоэлектрической солнечной энергии (превышает 3%). Следует отметить, что конечная мощность и стабильность выработки электроэнергии носят стохастический характер. В отличие от генераторов классического типа, параметры выдаваемой мощности ветроустановки жестко зависят от географических особенностей района установки, времени года, и т.д. [3]. Проникновение большого процента мощности ветротурбин приводит к изменению топологии и свойств энергосистем, что ведет к проблеме обеспечения статической и динамической устойчивости, особенно в случае больших возмущений.

Чтобы достоверно определить все возможные состояния системы, в которых она может находиться, необходимо в недетерминированной форме определить, как будут распределены значения напряжений и токов в узлах и ветвях. В связи с этим, в данной работе предполагается формирование стохастической модели ветра для дальнейшего изучения влияния возобновляемых источников энергии на устойчивость в недетерминированном виде.

Способность и точность прогнозирования ветровых характеристик ограничиваются качеством статистической информации и методами ее обработки. Например, в этих работах [7] для прогнозирования выработки электроэнергии использовались детерминированные методы, чтобы представить возобновляемые источники энергии как объект классической генерации. В статьях [8] используются методы оценки выходных параметров с частичным применением вероятностных характеристик исходных данных. Также, может применяться полная совокупность вероятностных характеристик (в том числе математическое ожидание, среднеквадратическое отклонение), тестирование на пригодность с применением критериев согласия, расчет которых способствует достижению оптимальной мощности выработки возобновляемых источников энергии.

Поиск полных вероятностных характеристик исследуемой величины зависит от многих параметров, в том числе и от самой постановки вопроса, исходных данных. В случаях определения характеристик с учетом низкой их повторяемости (минимумы и максимумы), должно обеспечиваться достоверное совпадение экспериментальных замеров с теоретическими данными. Первоначально, аппроксимация скорости ветра широко использовалась для экстраполяции максимальных скоростей. Позднее, аппроксимация ветра законами Вейбулла и его производными стала одной из наиболее широко используемых. Он прост в использовании и точен для большинства ветровых условий, которые могут возникнуть в ходе исследований. Также, стоит упомянуть распределение Рэлея – это упрощенный вариант распределения Вейбулла, отличающийся своей простотой за счет использования только одного параметра, что отрицательно сказывается на качестве получаемых характеристик, и оно не так часто подходит. Гамма и логнормальные распределения также являются двухпараметрическими, они менее распространены в описаниях ветра, но могут гораздо лучше подходить для нескольких временных рядов ветра (в зависимости от повторяемости конкретных значений выборок ветра). Наряду с этими законами часто используется нормальное распределение, но для достоверной оценки параметров распределения требуется большой размер выборки. Существуют работы [4], в которых утверждается, что распределение вероятностей также хорошо описывается логнормальным распределением. Форма закона распределения также зависит от количества наблюдений. Возможные законы распределения для моделирования поведения ветра представлена в Таблице [5]:

Таблица

Статистические законы моделирования распределения ветра

Функция распределения	Плотность функции распределения
Распределение Вейбулла	$f(v)=\frac{k}{c}\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1}\exp\left(-\frac{v}{c}\right)^{k}$
Нормальное распределение	$f(v)=\frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}}\exp\left[-\frac{(v-\mu)^2}{2\sigma^2}\right]$
Распределение Рэлея	$f(v)=\frac{2v}{c^2}\exp\left(-\frac{v}{c}\right)^2$
Гамма распределение	$f(v)=\frac{v^{\eta-1}}{\beta^{\eta}\Gamma(\eta)}\exp\left(-v/\beta\right)$
Логонормальное распределение	$f(v)=\frac{1}{v\beta\sqrt{2\pi}}\exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(v)-\alpha}{\beta}\right)^2\right]$

Для точного определения возможного закона распределения ветра необходимо использовать несколько методов определения, подкреплённых критериями согласия Пирсона и Колмогорова – Смирнова. Предлагаются к использованию три метода [1]: графический, максимального правдоподобия, и моментов. Графический метод является самым простым в применении, однако точность оценки входных параметров может быть низкой. Метод правдоподобия, напротив, обладает хорошей точностью, но для ее достижения требуется использовать итерационные методы. Метод моментов приравнивает определенное число статистических моментов выборки к соответствующим моментам. Использование этих методов обычно подразумевает, что существует предположение о возможных вероятностных законах, которые имеются в ветровом временном ряду. Однако в случае рассмотрения неисследованных ветровых временных рядов логичнее использовать графический или полный перебор, если это допускается размерностью задачи.

Предполагаемое теоретическое распределение требует проверки на соответствие эмпирическому, полученному в ходе вычислений, и проверяется на пригодность критериями согласия. Самыми распространенными и зачастую достаточными можно считать критерии Пирсона [2] и Колмогорова-Смирнова [6]. Первый критерий сверяет разности в значениях на концах распределений, в то время как второй – проверяет центральные значения. Для целей работы уровень значимости критериев достаточно принять равным 5%.

Экспериментальная часть работы реализована в MATLAB. Для экспериментов использовались четыре образца временных рядов ветра с неизвестными заранее законами. Для всех входных данных была определена кумулятивная функция распределения, математическое ожидание и среднеквадратическое отклонение. На основании полученной информации можно сделать предварительные выводы о повторяемости значений ветра, максимальных наблюдаемых и средних (средних) значениях. Далее, по кумулятивным данным с использованием методов определения законов распределения формируются возможные варианты подходящих вероятностных характеристик. Последним этапом происходит проверка на соответствие выбранным законам по критериям соответствия. Согласно расчетным данным, только для трех временных рядов удалось подобрать соответствующие законы, удовлетворяющие условиям проверки. Для оставшейся выборки в перечне распространенных двухпараметрических распределений требуемого закона не обнаружено.

Инструменты нахождения вероятностных характеристик ветровых временных рядов, представленные в данной статье, обширны, но не всегда достаточны для наиболее точного описания сложных законов. В некоторых случаях для получения надежных вероятностных параметров может потребоваться использование более сложных и продвинутых методов. Реализованные возможности моделирования распределения ветра позволяют в дальнейшем смоделировать плотность и функцию распределения вероятностей для ветротурбины различной конфигурации на основе данных конкретной территории. Дальнейшая работа будет направлена на использование полученных вероятностных характеристик для управления мощностью ветроэлектростанций в стохастическом формате.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант МК-3249.2021.4.

Литература

1. Вентцель, Е.С. Теория вероятностей: Учеб. для вузов [Текст]. М.: Высш. шк. – 1999. – 576 с.
2. Гафарова, Л.М. Об особенностях применения критерия согласия Пирсона χ2 [Текст] / Л. М. Гафарова, И. Г. Завьялова, Н. Н. Мустафин // ЭСГИ. – 2015. – №4 (8). – С. 63-67.
3. Манусов, В. З. Моделирование законов распределений мощности ветроэнергетических и солнечных станций [Текст] / В. З. Манусов, Б. Ю. Лемешко, Ш. К. Халдаров // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. — 2020. — Т. 331. — № 9. — С. 84-95.
4. Рыхлов, А. Б. Анализ применения различных законов распределения для выравнивания скоростей ветра на юго-востоке европейской территории России [Текст] / А. Б. Рыхлов // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. – 2010. – Т. 10. – №. 2. – С. 25-30.
5. Akyuz, H., Gamgam, H. Statistical Analysis of Wind Speed Data with Weibull, Lognormal and Gamma Distributions [Text] / Akyuz, H., Gamgam, H. // Cumhuriyet Science Journal. – 2017. – Vol. 38. – Pp. 68-76.
6. Celik, H. A Statistical Approach to Estimate the Wind Speed Distribution: The Case of Gelibolu Region [Text] / Celik, H., Yilmaz, V. // Dogus Universitesi Dergisi. – 2008. – Vol. 9. – No. 1. – Pp. 122-132.
7. Karaki, S.H. Probabilistic Performance Assessment of Autonomous Solar – Wind Energy Conversion Systems [Text] / Karaki, S.H., Chedid, R.B., Ramadan R. // IEEE Trans Energy Conversion. – 1999. – Vol. 14. – No. 3. – Pp. 766–772.
8. Kruangpradit P., Tayati W., Hybrid Renewable Energy System Development in Thailand [Text] / Kruangpradit P., Tayati W. // Renewable Energy. – 1996. – Vol. 8. – No. 1-4. – Pp. 514–517.

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ КРИПТОМАЙНИНГА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ И ГАЗА

Бочкарев П.С., Присмотров К.В.
Научный руководитель - профессор О.С. Чернова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время все большую популярность обретают способы использования криптовалюты для получения дополнительной прибыли в текущих производственных процессах. Самой популярной криптовалютой является биткоин, на момент написания статьи его курс составляет 50000$/BTC. В тексте статьи будет проанализирован опыт криптомайнинга биткоина на месторождениях нефти и газа, подсчитана экономическая выгода от реализации данной технологии и отражены ее преимущества и недостатки.

Утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ) является острой проблемой для нефтяников. Государство предписывает сжигать не более 5% попутного нефтяного газа, что в свою очередь накладывает дополнительные обязательства на недропользователей. Стоимость строительства газопроводов достигает до $1,5 млн за 1 км магистрали, а себестоимость перекачки попутного нефтяного газа может обходиться до $30 за 1 тыс $м^3$ газа [1], закачивать газ в газовую шапку или сжижать для дальнейшей продажи также чаще всего экономически невыгодно. Поэтому гораздо проще и выгоднее его сжигать на факеле, так как конечный потребитель обычно удалён от месторождения. Сжигание газа наносит губительный вред природе, образуя в атмосфере избыток углекислого газа, сернистого ангидрида, окиси азота, а также метана при его неполном сгорании, который является активным парниковым газом. Применение криптомайнинга на месторождении с использованием попутного нефтяного газа позволяет повысить экономическую выгоду от использования избытка производимой энергии газотурбинной электростанцией и снизить количество сжигаемого газа.

Суть технологии заключается в том, что недропользователю предложено направлять излишки электроэнергии, которую генерирует уже построенная или планируемая к постройке газотурбинная электростанция, на майнинговую ферму, установленную в контейнере на месторождении. Предоставлением контейнера с оборудованием и его обслуживанием занимается компания, специализирующаяся на криптомайнинге. В состав контейнера входят ASIC-устройства, подключенные к интернету, которые решают математические задачи по нахождению уникальной последовательности значений в блоке, что в свою очередь вознаграждается криптовалютой в зависимости от участвующих мощностей в решении задачи.

Преимущества использования криптомайнинга на месторождениях нефти и газа для недропользователя заключаются в следующем:

- Майнинговые установки позволяют ускорить окупаемость постройки газотурбинной электростанции, большие капитальные затраты на постройку которой сдерживают их применение;
- Повышается коэффициент использования попутного нефтяного газа и снижается экологический вред окружающей среде;
- Получение прибыли за продажу электроэнергии и возможно получение дополнительной прибыли от реализации криптовалюты (по договоренности);
- Компактное, автономное и простое в использовании оборудование;
- Риск, связанный с колебанием курса и обслуживанием установки, ложится на специализирующуюся на криптомайнинге компанию.

Основными сдерживающими факторами использования данной технологии являются:

- Необходимо наличие газотурбинной электростанции с незадействованными мощностями;
- При снижении курса криптовалюты потребителю электроэнергии станет невыгодно ее добывать, и мощности электростанции будут простаивать;
- Сложности с оформлением разрешительной документации для установки контейнера;
- Необходимость в поддержании оговоренного объема электроэнергии для питания оборудования.

Со стороны компании, специализирующейся на добыче криптовалюты, источник дешевой электроэнергии является основным фактором, влияющим на максимизацию ее прибыли. Юридические лица в Москве и Санкт-Петербурге платят по тарифу от 5 до 7 рублей за 1 кВт*ч энергии, а один из самых дешевых тарифов электроэнергии в Иркутске – 3 рубля за 1 кВт*ч. Нефтяные компании готовы конкурировать и предлагать меньше 3 рублей за 1 кВт*ч энергии.

Таким образом, криптомайнинг на месторождении побуждает недропользователя повышать объем используемого попутного нефтяного газа с целью выработки большего объема электроэнергии для питания ферм и стимулирует к постройке газотурбинных электростанций. Кроме того, реализация электроэнергии является хорошим инструментом получения дополнительной прибыли и позволяет гораздо быстрее окупить постройку электростанции.

Существующий опыт применения технологии показал положительный результат. Так, Канадская компания Upstream в 2019 году предложила недропользователю в провинции Альберта свои готовые решения по утилизации попутного нефтяного газа с помощью добычи криптовалюты. Для достижения оптимальной загрузки оборудования и утилизации ПНГ недропользователем был приобретен автономный модульно-блочный дата-центр с 19 ASIC-устройствами, которые добывают биткоин. Модульная установка позволяет пользователю перемещать блоки с ASIC-устройствами в зависимости от нужд и объёмам добываемого газа на скважине. Дата-центр рассчитан на нагрузку 50 кВт*ч, для работы которого требуется 250 – 300 $м^3$ газа в сутки.

Успешный зарубежный опыт применения данной технологии привлек внимание крупных инвесторов. Так, например, стартап Crusoe Energy привлёк $30 млн и разработал свою технологию и оборудование для сбора ПНГ на устье скважины и преобразование его в электроэнергию. У компании уже 8 комплексных установок на месторождениях в Колорадо, Вайоминге и Монтане, в дальнейшем компания планирует поставлять на месторождения США по 40 установок в год [3].

Российский опыт применения технологии криптомайнинга, привлекший большое внимание инвесторов со всего мира, был приобретен компанией Газпромнефть в конце 2020 года совместно с майнинговым дата-центром Vekus на месторождении им. Александра Жагрина в Ханты-Мансийском автономном округе. Vekus доставила на месторождение Газпромнефти контейнер, оборудованный 150 ASIC-устройствами Antminer S9, и за месяц тестовой работы было использовано порядка 49500 м^3 попутного газа, израсходовано 170 тыс кВт*ч электроэнергии и добыто 1,8 BTC [2].

На основе существующего зарубежного и отечественного опыта применения технологии был произведен экономический расчет рентабельности майнинга. За исходные данные принимается передвижная автономная электростанция мощностью 2000 кВт*ч, расход которой около 0,33 м^3 попутного нефтяного газа на 1 кВт*ч энергии (приблизительная стоимость - 35 млн руб.). Себестоимость 1кВт*ч энергии со стороны недропользователя с учётом обслуживания составляет 0,233 рубля. В зависимости от избыточной электроэнергии на месторождении было просчитано 7 вариантов окупаемости газотурбинной установки: от 210 кВт*ч до 1 МВт*ч (рисунок, таблица).

Таблица

Экономический расчет рентабельности

Потребление ASIC'а, кВт*ч	1,4						
Кол-во ASIC'ов, шт.	150	250	350	450	550	650	750
Затраты энергии (1 мес.), кВт	151200	252000	352800	453600	554400	655200	756000
Объём потребляемого газа, м^3	49896	83160	116424	149688	182952	216216	249480
Прибыль (1 мес.), руб.	118080	420480	722880	1025280	1327680	1630080	1932480
Окупаемость, лет	25	7	4	3	2	2	2

По итогам расчётов наиболее выгодными и приемлемыми условиями по срокам окупаемости газотурбинной установки мощностью 2000 кВт*ч оказались варианты с предоставлением более 350 кВт*ч избыточной энергии на нужды подрядчиков.

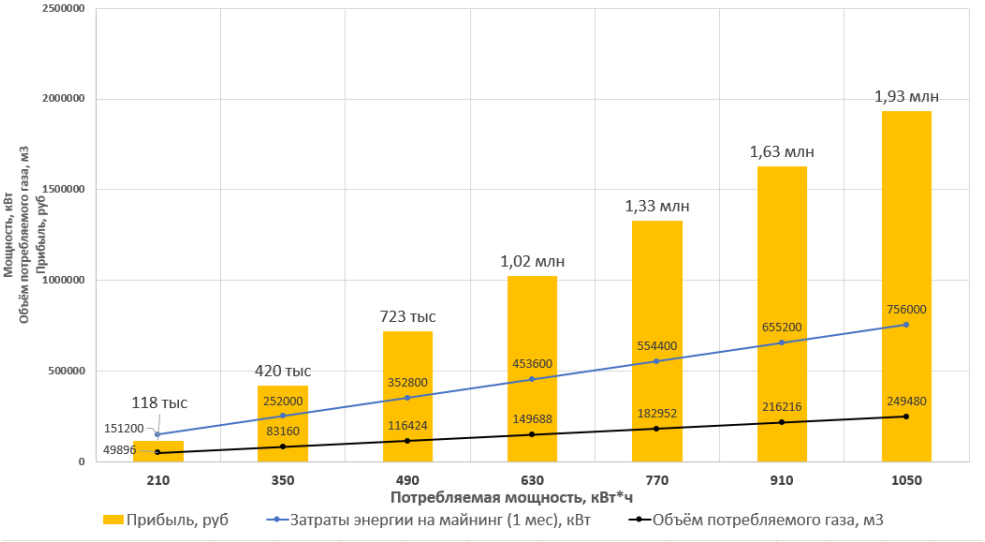


Рис. Результаты расчеты рентабельности майнинга

Таким образом, технология криптомайнинга на месторождениях нефти и газа является перспективным направлением. Её применение можно рассмотреть при наличии простаивающих мощностей на газотурбинной электростанции, минимизация рисков недропользователя связана с заключением долгосрочных контрактов на поставку электроэнергии.

Литература

1. Попутный нефтяной газ: переработка и использование или утилизация [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.assoneft.ru/activities/press-centre/tek/3978/ свободный – (12.02.2021)
2. Цифровой журнал о биткоине, блокчейне и цифровой экономики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://forklog.com/sp/oil-gas-bitcoin/ свободный – (12.02.2021)
3. Bitcoin Mining Helps Oil Companies Reduce Carbon Footprint [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://news.bitcoin.com/bitcoin-helps-oil-companies-reduce-carbon-footprint/ свободный – (12.02.2021).

КОМПЛЕКСНАЯ ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СЖИГАНИЯ КОМПОЗИЦИОННЫХ ЖИДКИХ ТОПЛИВ

Дорохов В.В.
Научный руководитель - ассистент Г.С. Няшина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день существует достаточно широкая номенклатура отходов производства различных отраслей промышленности [4]. К ним относятся различные виды биомассы, например, опилки, осадок сточных вод, солома, нефтяные отходы, а также отходы угольной промышленности. Вовлечение их в топливно-энергетический сектор позволит не только утилизировать накопившиеся объемы отходов и снизить стоимость производимой энергии, а также, в ряде случаев, повысить экологические характеристики горения топлив.

Основными антропогенными выбросами, образующимися при сжигании топлива, принято считать NO_x, SO_x, CO, CO_2 [1]. Также к ним относят загрязнения тяжелыми металлами и мелкодисперсными летучими частицами. Такие загрязнения негативно влияют на состояние биосферы, здоровье людей и климат [3]. В связи с этим проводится множество исследований, направленных на изучение путей снижения газовых выбросов при использовании традиционных и альтернативных котельных топлив.

При оценке экологических характеристик топливных смесей необходимо учитывать целый ряд факторов. Для этих целей можно использовать методы мультикритериальной оценки (multi-criteria decision making methods), которые позволяют получать комплексную оценку топлив с учетом всех влияющих критериев. Наиболее распространенными способами расчета комплексной эффективности являются методы взвешенной суммы (WSM) и взвешенного произведения (WPM).

Целью данной работы является экспериментальное определение компонентного состава дымового газа, образующегося при сжигании перспективных жидких композиционных топлив на основе угольных и нефтяных отходов, а также биомассы.

Основным компонентов всех рассматриваемых топливный смесей являлся высушенный фильтр-кек угля Д, представляющий собой типичный отход угольной промышленности. Кроме него, в состав топлив вносились добавки отработанного турбинного масла, опилок и арахисовой скорлупы. В ходе данной работы рассматривались следующие топлива:

(1) уголь марки Д 100%;
(2) фильтр-кек угля марки Д 50%, вода 50%;
(3) фильтр-кек угля марки Д 50%, вода 45%, отработанное турбинное масло 5%;
(4) фильтр-кек угля марки Д 45%, вода 50%, опилки 5%;
(5) фильтр-кек угля марки Д 45%, вода 50%, скорлупа арахиса 5%.

С целью вовлечения значительного объема накопившихся угольных отходов, а также достижения приемлемых энергетических характеристик, доля твердой части для суспензионных топлив составляла 50%. Кроме этого, процентное содержание воды равное 40-50% характерно для фильтр-кека в его исходном состоянии, что, на практике, упрощает процесс приготовления топливной смеси. Отработанное турбинное масло характеризуется высокими энергетическими и стабилизирующими свойствами, поэтому оно представляет интерес в качестве потенциально эффективной добавки. Добавки биомассы выбирались исходя из достаточного темпа образования данных отходов, а также их потенциальной эффективности с точки зрения экологии. Также, для сравнения результатов, были проведены исследования экологических характеристик горения угля марки Д. Результаты элементного и технического анализа используемых компонентов представлены в таблице.

Таблица

Технический и элементный анализ используемых компонентов

Компонент	W^a, %	A^d, %	V^{daf}, %	$Q^a_{s,v}$, МДж/кг	C^{daf}, %	H^{daf}, %	N^{daf}, %	S_t^d, %	O^{daf}, %
Основной угольный компонент									
Уголь «Д»									
Фильтр-кек «Д»	–	36.99	41.47	19.24	73.27	4.9	2.35	0.22	19.26
Добавки из числа растительных и промышленных отходов									
Опилки	7.0	1.6	83.4	18.1	52.5	6.58	0.22	следы	40.70
Скорлупа арахиса	7.88	3.1	68.1	21.42	50.9	7.5	1.2	0.02	40.4
Отработанное масло	–	0.03	98.9	44.99	85.1	14.1	0.3	0.4	0.1

Схема экспериментального стенда и подробное описание методики проведения экспериментов представлено в [2]. Сжигание исследуемых топлив производилось при температурах 700-900 °C, поскольку данный температурный диапазон обеспечивают протекание всех характерных стадий зажигания и горения с активным выделением газообразных веществ.

Для сравнения экологических характеристик горения топлив был использован метод взвешенной суммы. Для его реализации необходимо нормализовать полученные концентрации газовых выбросов относительно какой-либо эталонной величины. В качестве такой величины приняты выбросы, образующиеся при сжигании угля марки Д. Значения нормализованных концентраций газовых выбросов представлены на рисунке 1.

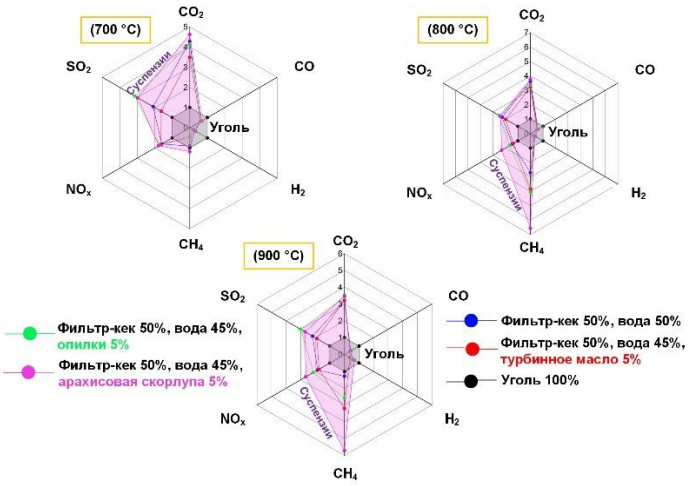


Рис. 1. Нормализованные значения показателей

На рисунке 1 видно, что по четырем экологическим показателям (CO_2, CH_4, NO_x и SO_2) из шести суспензионные топлива превосходят уголь. Площадь поверхности на круговой диаграмме, которую занимают суспензии, много больше, чем площадь для угля. Для расчета обобщающего показателя выбран метод взвешенной суммы, при котором рейтинг экологичного использования топлива рассчитывается следующим образом:

$$A_n = \sum C \cdot X,$$

где A_n – обобщенный экологический показатель, C – значение весового критерия для каждого критерия сравнения, X – нормализованное значение отельного показателя.

В данной работе весовые критерии всех показателей приняты равными 1. Полученные значения относительного экологического показателя для исследуемых топлив представлены на рисунке 2.

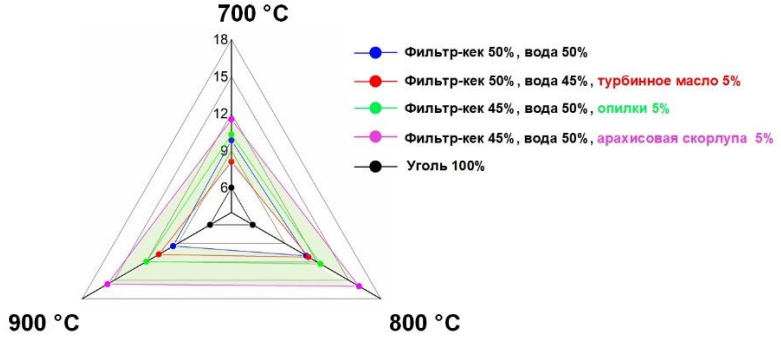


Рис. 2. Значения обобщенного экологического показателя использования топлив

По полученным результатам можно сделать вывод о том, что наиболее экологичным топливом является суспензия с добавкой ореховой скорлупы. Данное топливо характеризуется наименьшими концентрациями CH_4, CO_2 и NO_x на всем диапазоне температур. Также можно отметить, что все рассматриваемые суспензионные топлива по показателю относительной экологичности использования превосходят уголь. Суспензионные топлива уступают каменному углю с точки зрения выбросов CO и H_2, однако по остальным критериям демонстрируют устойчивые преимущества. На рисунке 2 цветом выделена зона, в которой расположены значения относительных показателей для всех исследуемых суспензионных топлив. Как видно из диаграммы, экологический показатель топливных суспензий превосходит аналогичный параметр каменноугольного топлива на 26–62%. Также высокими значениями обобщенного экологического показателя характеризуется суспензия с добавкой опилок. По результатам расчёта также получено, что топливо с добавкой турбинного масла оказалось экологичнее традиционного водоугольного топлива (фильтр-кек 50%, вода 50%) при температурах в камере сгорания >800 °C.

Литература

1. Munawer, M.E. Human health and environmental impacts of coal combustion and post-combustion wastes // Journal of Sustainable Mining. – 2018. – V. 17. – P. 87–96.
2. Nyashina, G.S. Environmental, economic and energetic benefits of using coal and oil processing waste instead of coal to produce the same amount of energy / G.S. Nyashina, M.A. Kurgankina, P.A. Strizhak // Energy Conversion and Management. – 2018. – V. 174. – P. 175–187.
3. Ranjan, A. Impact of coal-fired thermal power plant on the drinking water quality of Anpara, Sonbhadra, Uttar Pradesh, India. / A. Ranjan, K.K. Mandal, P. Kumari // Groundwater for Sustainable Development. – 2020. – V. 11.

4. The prospects of burning coal and oil processing waste in slurry, gel, and solid state. / K.Yu. Vershinina, G.S. Nyashina, V.V. Dorokhov, N.E. Shlegel // Applied Thermal Engineering. – 2019. – V. 156. – P. 51–62.

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА. ЭЛЕКТРОННЫЙ НАРЯД-ДОПУСК

Карапузов И.А., Федюшкин К.Г., Курилович Р.О.
Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трансформация производства требует изменений на всех этапах. Повсеместная цифровизация и электронный документооборот еще не дошли до всех сфер опасных производств, особенно это касается документов, регулирующих сложные виды работ. Таким документом и является наряд-допуск. Рассмотрим наиболее подробно, что из себя представляет этот документ.

Наряд-допуск (НД) – задание на безопасное производство работы, оформленное на специальном бланке установленной формы и определяющее содержание, место работы, время её начала и окончания, условия её безопасного выполнения, необходимые меры безопасности (в том числе по радиационной, пожарной безопасности и на загазованных рабочих местах), состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы. Распоряжение — устное задание на производство работы, определяющее её содержание, место, время, меры безопасности и лиц, которым поручено её выполнение, отданное непосредственно или с использованием средств связи производителю и допускающему, имеющее разовый характер и действует в течение рабочего дня исполнителей. В связи с опасностью для жизни и здоровья людей при выполнении многих видов работ, системой охраны труда предусматриваются организационные мероприятия по обеспечению их безопасности. Оформление работы специальным документом, нарядом-допуском или распоряжением, является основой таких мероприятий, в бланке наряда-допуска тем или иным способом оформляются другие из них: допуск к работе, надзор во время работы, перевод на другое рабочее место, оформление перерывов в работе, оформление окончания работы [1].

Формируется наряд-допуск на бумажных носителях стандартно по схеме:

- Ответственный за подготовительные работы на рабочем месте формирует наряд-допуск, совместно с ответственным за проведение разрабатывает мероприятия по безопасному проведению работ.
- Для согласования мероприятий и оформления выдачи наряд – допуск направляется начальнику структурного подразделения.
- Согласование специалистом, закрепленным за структурным подразделением.
- При планировании работ на территории смежного цеха, наряд-допуск направляется на согласование руководителю смежного структурного подразделения, при проведении огневых работ дополнительное согласование с пожарной службой.
- После получения всех согласований наряд-допуск направляется на утверждение.
- Утвержденный наряд-допуск направляется ответственному за подготовительные работы для организации проведения работ.

Получается, что в традиционном варианте наряд-допуск сталкивает производственный процесс с рядом проблем:

- Физическую копию наряд-допуска необходимо подписать большим количеством ответственных лиц.
- При ошибке в оформлении процедуру согласования и подписания требуется проходить заново.
- Сложно контролировать большое количество нарядов и их влияние друг на друга.

При поиске возможных вариантов устранения данных проблем было найдено оптимальное решение.

Цифровой наряд- допуск – это цифровой инструмент, позволяющий исключить значительную потерю времени персонала на оформлении наряда-допуска. Ключевая цель инструмента – упрощение процесса формирования НД, сокращение времени ожидания готовности НД рабочими ремонтных бригад, исключение возможных ошибок при формировании НД за счет готовых данных, исключение потери времени при перемещении для согласования и утверждения НД. При этом реализовать систему можно несколькими способами: в виде веб-приложения, к которому подключаешься удаленно, либо в виде отдельного единого приложения, помимо данных вариантов на рынке существуют различные организации, которые предлагают уже свои готовые решения. Любой из предложенных вариантов превращает создание наряда-допуска в более быструю и комфортную процедуру:

- Автоматизация оформления, согласования и утверждения наряда-допуска с применением ЭЦП;
- управление, контроль, оповещение участников процесса о подготовке и ходе работ по наряд-допуску;
- контроль ввода данных;
- учет всех работ повышенной опасности, проводимых на территории предприятия (цеха);
- отображение всех текущих и плановых работ с динамическими статусами (согласован,
- на доработке, в работе, приостановлен и др.);
- оформление НД в эл. системе, путем выбора ключевых пользователей, оборудования,
- вида работ, расстановкой отметок на схеме;
- исключают перемещение сотрудников для согласования и утверждения НД;
- приложение содержит историю (журнал) оформленных НД.

В предыдущем разделе описывалась схема оформления наряда допуска на бумажном носителе, где необходимо собрать подписи и утвердить отдельно у каждого ответственного лица НД. При создании электронного

НД возможно реализовать принципиально другую схему, если раньше необходимо было все делать последовательно, то сейчас возможно делать это параллельно.

При формировании наряда в приложении, он отправляется на утверждение и согласование сразу всем ответственным лицам. Если же возникла ситуация при который наряд не был согласован в какой-либо инстанции, то он возвращается на доработку ответственному за подготовку наряда, при повторном отправлении на согласование полученные ранее электронные подписи (ЭП) сохраняются. При согласовании всеми лицами, можно сразу же приступать к работам [2].

Создание наряда-допуска будет выглядеть приблизительно следующим образом.

- Заполнение атрибутов наряда-допуска;
- выбор объектов и оборудования из соответствующего «дерева»;
- выбор ответственных и исполнителей из списков сотрудников предприятия / подрядных организаций;
- контроль правильности и полноты введенных данных.

Электронное оформление нарядов-допусков – это экономия компании ресурсов, как человеческих и материальных. Для реализации этой модели, стоит изучить юридическую сторону вопроса об электронных подписях, так и по охране труда. Возможность использования ЭП при согласовании нарядов-допусков на проведение ремонтных работ устанавливается внутренними документами эксплуатирующей организации в соответствии с требованиями Федерального закона от 6 апреля 2011 года № 63-ФЗ «Об электронной подписи» [4].

Допускается оформление и регистрация наряда-допуска на проведение ремонтов в электронном виде. Но для того, чтобы электронная форма наряда-допуска на производство работ повышенной опасности соответствовала всем требованиям, необходимо исключить возможность несанкционированного изменения информации в наряде-допуске на проведение ремонтных работ, и обеспечить условия хранения наряда-допуска на проведение ремонтов в течение одного года со дня его закрытия [3].

Электронная система позволяет существенно экономить время, сокращая передвижения по месторождению. Для процесса оформления и согласования наряда на работы требуется всего несколько минут и подключенный к интернету компьютер. Среди других преимуществ электронной системы – удобство согласования и внесения правок, поиска и фильтрации нарядов, сохранение всей истории работ и согласований, возможность получения аналитики по нарядам в целом и по конкретным процессам. Система позволяет наблюдать на карте в режиме реального времени за проведением тех или иных работ и установкой различных блокировок. Доступ к системе возможен как с рабочих компьютеров сотрудников, так и со специально оборудованных точек доступа для представителей подрядных организаций.

Литература

1. Приказ № 528 от 15 декабря 2020 года «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ».
2. Электронное подписание наряд-допусков [Электронный ресурс] // URL: https://ecm-journal.ru/docs/Ehlektronnoe-podpisanie-narjad-dopuskov-na-raboty-povyshennojj-opasnosti.aspx
3. Сибур диджитал: наряд-допуск: для чего он нужен и почему электронный лучше бумажного [Электронный ресурс] // URL: https://www.sibur.digital/50-naryad-dopusk-dlya-chego-on-nuzhen-i-pochemu-elektronnyy-luchshe-bumazhnog
4. Федеральный закон "Об электронной подписи" от 06.04.2011 N 63-ФЗ (последняя редакция).

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ КРАТКОВРЕМЕННОЙ РАЗГРУЗКИ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ С ПОМОЩЬЮ ВМК РВ ЭЭС

Киевец А.В., Гусев А.С., Суворов А.А.
Научный руководитель - профессор А.С. Гусев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Важнейшим режимным параметром нормальной работы электроэнергетической системы является, строго регламентированная частота 50 Гц или в отдельных странах 60 Гц, значение которой обеспечивается балансом генерируемой и потребляемой активной мощности в ЭЭС. Данный баланс обеспечивает синхронную работу всех генераторов в ЭЭС. Однако проблема сохранения устойчивости при возникновении аварийного избытка генерируемой мощности (возникающего вследствие отключения межсистемных связей или нагрузки значительной мощности) до сих пор не решена в полной мере. В настоящее время для сохранения устойчивости при подобных видах возмущений используются следующие управляющие воздействия противоаварийной автоматики:

1. Отключение генератора. Эффективный (экономичный) способ устранения аварийного избытка активной мощности в случае применения на гидроагрегатах [6]. Использование отключения генератора на турбогенераторах является технологически нежелательным, т.к. при его использовании возникает нежелательный режим работы турбины, которая начинает ускоряться, что в свою очередь оказывает чрезмерное воздействие на подшипники, а в случае чрезмерного ускорения возникает необходимость использования аварийных клапанов и стравливать пар в атмосферу. Кроме того, время обратного подключения турбогенератора в сеть может достигать 2 часов. К тому же отключение генератора обладает малой дискретностью по количеству разгружаемой мощности.

2. Электрическое торможение. Шунтирующие нагрузку динамические тормоза с использованием механического переключения используются крайне редко [7]. Одним из преимуществ данного УВ является скорость срабатывания, вплоть до десятков миллисекунд, в случае использования тиристорных выключателей. Однако его использование предполагает постройку системы, состоящей из множества выключателей (генераторного напряжения) и высоковольтных резисторов большой мощности с целью формирования необходимого количества тормозной мощности равной избыточной генерируемой мощности.

3. Противоаварийная разгрузка турбогенератора. Данное управляющее воздействие является наиболее экономически и технологически обоснованным средством ликвидации аварийного избытка генерируемой активной мощности [3]. Противоаварийная разгрузка турбогенератора состоит из: автоматической импульсной разгрузки, для сохранения динамической устойчивости и длительной разгрузки турбогенератора с целью сохранения статической устойчивости. Принцип действия данного УВ заключается в резком закрытии регулирующих клапанов турбогенератора с последующим их открытием. Однако для эффективного использования противоаварийное управление турбогенератора необходима ее соответствующая, адекватная реальным условиям, настройка.

Управляющее воздействие противоаварийной разгрузки турбогенератора позволяет осуществить разгрузку турбогенератора на необходимый уровень генерируемой активной мощности с приемлемым переходным процессом, т.е. с минимальным количеством и глубиной синхронных качаний, данный переходный процесс возможен при адекватной настройке управляющее воздействие противоаварийной разгрузки турбогенератора, заключающейся в определении значений параметров сигнала автоматической разгрузки турбогенератора (рис. 1).

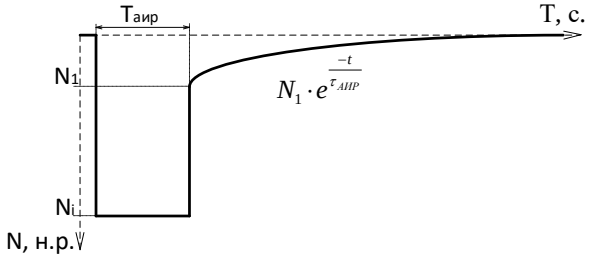


Рис. 1. Сигнал автоматической импульсной разгрузки, где N_i – максимальная амплитуда сигнала измеряемое в неравномерностях [н.р.]; $T_{аир}$ – длительность максимальной амплитуды, с. N_1 – Величина частичного снятия сигнала; $\tau_{аир}$ – постоянная времени обнуления сигнала

Поскольку процессы в разгружаемом турбогенераторе взаимосвязаны с процессами в электроэнергетической системе, то для адекватной реальным условиям настройки параметров управляющего воздействия противоаварийной разгрузки турбогенератора оказывается необходимым полное и достоверное воспроизведение единого непрерывного спектра процессов в разгружаемом турбогенераторе с учетом влияния всех систем регулирования и электроэнергетической системы в целом. Ввиду того что натурные эксперименты в реальной электроэнергетической системе, тем более аварийного характера, не допустимы, а физическое моделирование весьма сложно и обременено значительными ограничениями, единственным способом воспроизведения процессов в разгружаемом турбогенераторе и электроэнергетической системе в целом является преимущественно математическое моделирование.

В данном случае встает вопрос выбора математической модели турбогенератора для настройки управляющего воздействия противоаварийного управления турбогенератора. Математическая модель, предназначенная для моделирования управляющего воздействия противоаварийного управления турбогенератора предлагаемая в [8] состоит только из ступеней усиления турбогенератора. В данном случае не учитывается система регулирования мощностью турбогенератора (измерители частоты и мощности, золотники, сервомоторы). В [4, 5] в отличии от [8] учтены сервомотор в виде интегрирующего звена и золотник в виде звена запаздывания, а также измеритель скорости, однако, для получения полной информации о процессах в турбогенераторе при использовании управляющего воздействия противоаварийного управления турбогенератора необходимо воспроизводить золотники и сервомоторы как для части высокого, так и для части среднего давления, к тому же все перечисленные модели не учитывают влияния котлоагрегата и его систем регулирования на процесс функционирования управляющего воздействия противоаварийного управления турбогенератора. Учитывая выше сказанное, была разработана соответствующая математическая модель и реализована в разработанном в Томском Политехническом университете – Всережимном моделирующем комплексе реального времени электроэнергетических систем [1, 2].

Была произведена настройка управляющего воздействия противоаварийного управления турбогенератора на примере модели Тюменской энергосистемы, с тестированием трех различных управляющих воздействий противоаварийного управления турбогенератора:

- Case1: Ni=4 н.р., $T_{аир}$=0,1 сек., N_1=1 н.р., $\tau_{аир}$=3,5 сек.;
- Case2: Ni=3,5 н.р., $T_{аир}$=0,2 сек., N_1=1 н.р., $\tau_{аир}$=1 сек.;
- Case3: Ni=3 н.р., $T_{аир}$=0,3 сек., N_1=1 н.р., $\tau_{аир}$=5 сек.

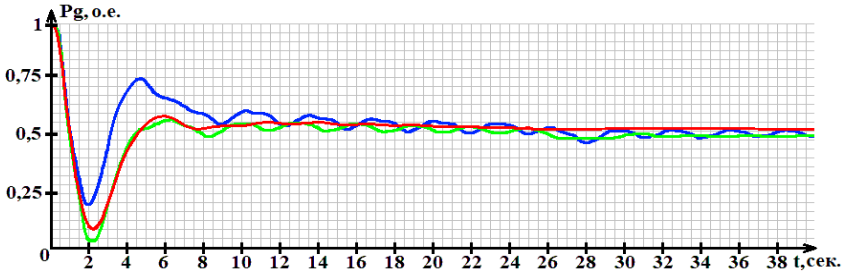


Рис. 2. Изменение генерируемой активной мощности при использовании управляющего воздействия противоаварийного управления турбогенератора: Case1 – синий; Case2 – зеленый; Case3 – красный

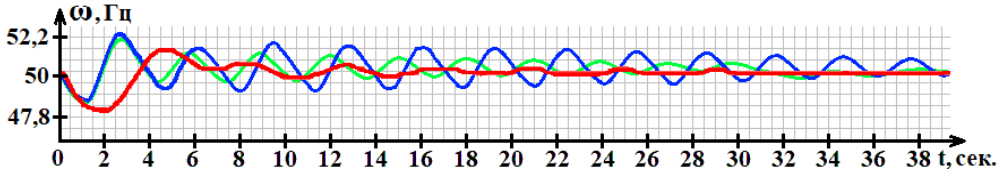


Рис. 3. Изменение частоты (ω) при использовании управляющего воздействия противоаварийного управления турбогенератора: Case1 – синий; Case2 – зеленый; Case3 – красный

На рисунках 2-3 показаны осциллограммы аварийных переходных процессов. Из них видно, что использование управляющего воздействия противоаварийной разгрузки турбогенератора является эффективным способом ликвидации аварийного избытка активной мощности. Также видно, что различные значения параметров управляющего воздействия противоаварийной разгрузки турбогенератора сильно влияют на характер разгрузки турбогенератора. Наиболее благоприятная разгрузка наблюдается при использовании Case3, в данном случае разгрузка турбогенератора происходит практически без перерегулирования и с минимальными синхронными качаниями, что свидетельствует о практически идеальном подборе значений параметров.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, Госзадание "Наука" № FSWW-2020-0017.

Литература

1. Andreev M. Hybrid real-time simulator of large-scale power systems [Text] / Gusev A., Ruban N., Suvorov A., Ufa R., Askarov A., Bemš J., Králík T. // IEEE Transaction Power System. – 2019 – V. 34(2). – P. 1404–1415.
2. Andreev M., Platform based on hybrid real-time power system simulator for development and research of intelligent power systems with active-adaptive networks [Text] / Sulaymanov A. //. International Conference IEEE Eindhoven PowerTech - 2015.
3. Bhatt, N.B., Field experience with momentary fast turbine valving and other special stability controls employed at AEP's Rockport Plant [Text], IEEE Transactions on Power Systems. – 1996 – V.11 (1). – P. 155-161.
4. Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies IEEE Power & Energy Society, Technical report 2013.
5. Dynamic Models Package „Standard-1" GMB Dynamic Models for PPS, Siemens 2012.
6. Kosterev, D. Feasibility study of using synchronized phasor measurements for generator dropping controls in the Colstrip system [Text] / Esztergalyos, J., and Stigers, C.A. // IEEE Transactions on Power Systems. – 1998. – V. 13 (3). – P. 755-762.
7. Kundur, P. Power System Stability and Control [Book], McGraw-Hill, New York, 1994.
8. Turbine-governor models. Standard Dynamic Turbine-Governor Systems in NEPLAN Power System Analysis Tool, Neplan, 2015.

АНАЛИЗ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ, СОДЕРЖАЩЕЙ ВЕТРЯНУЮ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЮ

Киньшин А.И., Малькова Я.Ю., Уфа Р.А.
Научный руководитель - доцент Р.А. Уфа
Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Проблема возникновения и демпфирования низкочастотных колебаний известна и по-разному решается в электроэнергетических системах. Существующий подход, который главным образом ориентирован на изменения настроек автоматических регуляторов возбуждения, частоты и мощности генераторов, чрезвычайно сложен, труднореализуем и ограничен в своих возможностях [3]. Помимо этого также происходит внедрение объектов возобновляемой энергетики, подключаемых через статические преобразователи напряжения, ввиду увеличения уровня генерируемой мощности, уменьшения инерции в системе, неустойчивого и непостоянного свойства энергии возобновляемых источников энергии, происходит постоянное изменение процесса в электроэнергетической системе, его частотного спектра и увеличивается возможность возникновения низкочастотных колебаний, параметры и траектория изменения которых отличны от низкочастотных колебаний в традиционных энергосистемах [1].

В качестве экспериментальной рассматривается энергосистема Томской области (рисунок 1), включающая в себя два характерных района: Южный район с преобладанием мощных источников генерации в виде электростанций и Северный район с большим количеством потребителей в виде объектов нефтяной и газовой промышленности.

В ходе выполнения исследования рассматривались следующие аспекты с целью получения результатов:

- Влияние места присоединения ветряной электростанции
- Влияние места возникновения возмущения на устойчивость режима
- Влияние параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения генерирующих единиц на возможности демпфирования возникающих при возмущении колебаний мощности

В роли возмущающего воздействия выступает трехфазное короткое замыкание длительностью 0,02 с на шинах распределительного устройства 110–750 кВ одной из электростанций, установленных в энергосистеме, а также на воздушной линии, представляющей собой связующий транзит между северной и южной частями энергосистемы [2].

Расчеты и оценка параметров электромеханических переходных процессов выполняются в программном комплексе для расчета переходных режимов и динамической устойчивости EUROSTAG.

Мощность рассматриваемой к установке в ходе данного исследования ветряной электростанции составляет 40 МВт.

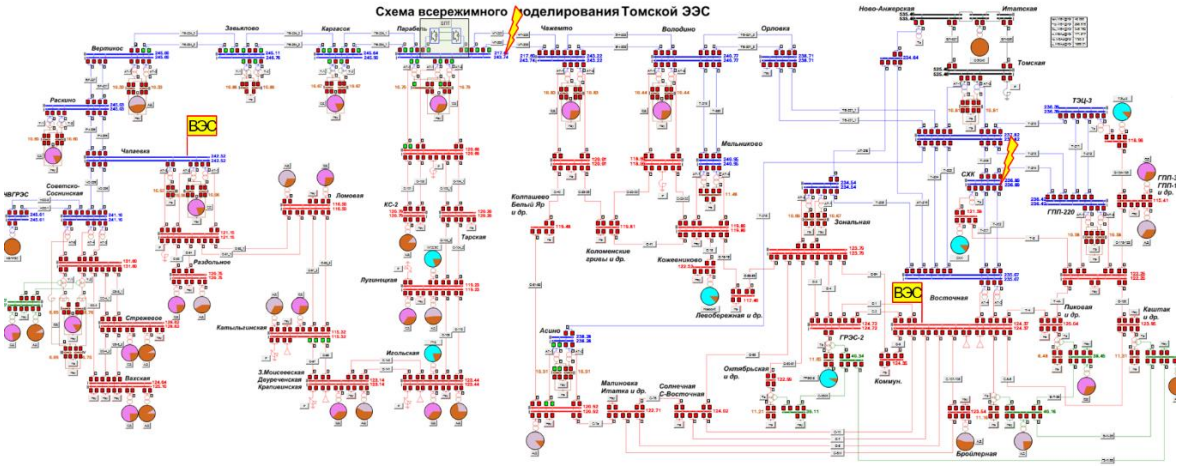


Рис.1. Исследуемая схема Томской электроэнергетической системы

В первом и втором экспериментах, рассматривалась зависимость демпфирующих возможностей энергосистемы в зависимости от настойки устройств автоматического регулирования возбуждения генерирующих агрегатов настроены согласно [2]. По результатам первого эксперимента (рисунок 2) было установлено, что по окончании переходного процесса в системе остаются некоторые колебания мощности частотой около 2 Гц на протяжении еще 11 секунд. Согласно методическим указаниям по настройке автоматических регуляторов возбуждения, если колебания в системе прекращаются по истечению 15 секунд, то демпфирующие возможности агрегатов признаются удовлетворительными. Как видно по результатам второго эксперимента (рисунок 3), время, за которое происходит полное гашение возникших в сети колебаний мощности уменьшилось. Следовательно, можно утверждать, что более точная настройка регуляторов возбуждения позволяет в некоторой мере решить проблему гашения низкочастотных колебаний, но, как и упоминалось ранее, настройка каждого устройства индивидуально – сложный и трудоемкий процесс.

В третьем и четвертом опытах рассматривалась зависимость демпфирующих возможностей энергосистемы от места возникновения возмущения. В ходе третьего эксперимента трехфазное короткое замыкание возникло на одной из цепей линии 220 кВ Парабель-Чажемто. Как видно (рисунок 4), длительность колебаний более 15 секунд, наиболее явно это заметно при рассмотрении графика мощности на зажимах ГРЭС-2, где колебания заметны вплоть до 18 секунды после момента короткого замыкания.

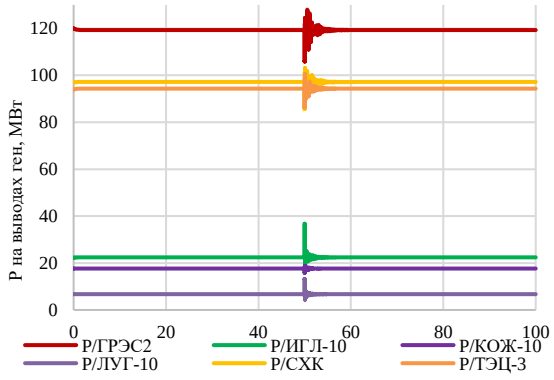


Рис.2. Результаты первого эксперимента

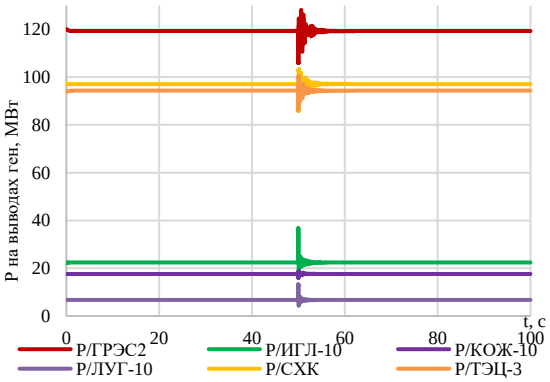


Рис.3. Результаты второго эксперимента

Для анализа демпфирующих возможностей необходимо прибегнуть к расчету по формуле (1)

$$D = \frac{\Delta P_{\text{рег}}}{\Delta P_{\text{В}}} = \frac{0{,}01}{126{,}25} = 0{,}00073 \quad (1)$$

где ΔP_B – диапазон изменения зарегистрированного параметра электромеханического переходного процесса, МВт; $\Delta P_{рег}$ – величина регулирования, МВт [1].

Степень демпфирования переходного процесса меньше 0,01, демпфирующие возможности энергосистемы являются эффективными [1], следовательно, демпфирующих возможностей агрегатов в системе достаточно для устранения низкочастотных колебаний. Присутствие же ветряной электростанции в данной части энергосистемы влечет лишь дополнительную подпитку места короткого замыкания со сторону места избыточной генерации, что и сказалось на продолжительности затухания.

В ходе четвертого эксперимента было смоделировано трехфазное замыкание на шинах 220 кВ СХК. По результатам (рисунок 5) видно, что в данном случае колебания демпфируются эффективно, что может быть следствием близкого расположения безынерционного источника энергии (ветряной электростанции), который позволил быстро устранить возникший небаланс, что и сказалось на скорости протекания переходного процесса.

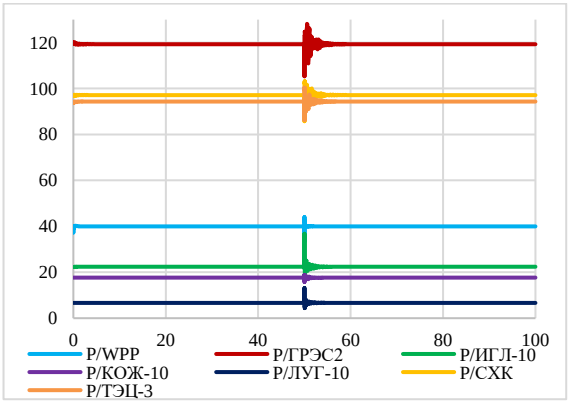


Рис.4. Результаты третьего эксперимента

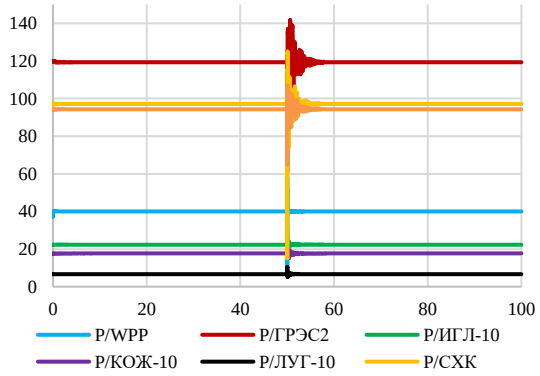


Рис. 5. Результаты четвертого эксперимента

Литература

1. Герасимов, А. С. Требования к ветряным и солнечным электроэнергетическим установкам, работающим в составе энергосистемы [Текст] / Ю. А. Каспрова // Требования к системам регулирования, управления и защиты возобновляемых источников электроэнергии при их работе в составе ЕЭС: протокол заседания секции «Управление режимами энергосистем релейной защитой и автоматикой» Некоммерческого партнерства «Научно-технический совет Единой энергетической системы». – М., 2017. – С. 7–33.
2. Методические указания по осуществлению диспетчерскими центрами АО «СО ЕЭС» оценки параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов на цифровой модели энергосистемы. – Москва, 2019.
3. Эрдэнэбат, Э. Управление режимами электрических сетей с распределенной малой генерацией (на примере Монгольской энергосистемы) [Текст]: дис. на соис. уч. степени канд. техн. наук / Эрдэнэбат Энхсайхан. – Новосибирск, 2019. – 178 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Конев А.А., Шлапак М.Р.
Научный руководитель - доцент Р.А. Уфа
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Энергетика на сегодняшний день является неотъемлемой частью мировой экономики. С каждым годом потребление энергии в мире только увеличивается, а на её выработку и доставку используются ограниченные ресурсы нашей планеты. Однако, следует помнить, что электроэнергетика всегда предполагает под собой использование огромного количества сырья. Отходы производства требуют специально выделенных для этого территорий и особых условий хранения. Их утилизация часто обходится недешево для предприятий, из-за чего зачастую они прибегают к более экономически выгодному решению – выбрасывать их в окружающую среду, что как правило влечет за собой загрязнение атмосферы и местных водоемов, эрозию почв, уничтожение биогеоценозов. Поэтому любая отрасль тяжелой промышленности требует регулярного внедрения инноваций.

На сегодняшний день традиционная энергетика развивается преимущественно благодаря использованию нефти, природного газа и угля. Например, согласно данным IEA, в 2020 году газ, уголь и нефть были источниками 22,4%, 27,6% и 31,8% всей энергии соответственно [10]. А ведь переработка именно нефти и угля влечет за собой опасные для окружающей среды последствия. Это заставляет задуматься правительства о поисках новых и эффективных источниках энергии. Такие источники сегодня принято называть альтернативной энергетикой. В их число входит энергия солнца, накапливаемая в солнечных батареях, энергия ветра, заставляющая двигаться воздушные мельницы, энергия приливов, используемая в странах с большими прибрежными территориями. Однако, с появлением новых глобальных исследований в области энергетики многие мировые державы подчеркнули, что этот список прекрасно может дополнить ещё один компонент – водород, газ, имеющий огромный потенциал в данной отрасли [4].

Принцип работы водородной энергетики. Водородная энергетика построена на принципе сжигания водорода. Водород принято подразделять на «серый», «голубой» и «зелёный». Производство «серого» связано с сжигание нефти и газа с последующим выделением углекислого газа в атмосферу. «Голубой» же водород получается из природного газа, причём в таком случае диоксид углерода улавливается и хранится в специальных контейнерах [11]. Выделяемая энергия при горении любого из этих видов в среднем в 2,5 раза больше, чем при сжигании метана в том же объеме. Вдобавок, при сжигании водорода не образуется углекислый газ, конечным продуктом является только вода, используемая для производства «зелёного». В преимущества этого газа можно отнести безопасность для людей и животных. В отличие от природного газа вероятность скопления водорода ничтожно мала, поскольку водород крайне легкий и летучий газ, который быстро уходит в атмосферу через микропоры организма [8].

Уже сегодня многие развитые страны Европы находят водородную энергетику эффективной и высоко оценивают её потенциал, ведь именно они в большей степени продвигают разработки и исследования экологически чистых источников топлива. А первое исследование конкретно водородной энергетики началось с доклада Уильяма Сесила Кембриджскому философскому обществу, в котором было предложено использовать водород в качестве привода в машинах. Далее в 1841 году был запатентован двигатель, который работает на смеси водорода с кислородом. Сегодня же Европа поставила себе цель решить более глобальный вопрос. А именно развить «зеленую» водородную энергетику к 2050 году, чтобы решить проблему выбросов углекислого газа и парникового эффекта [3].

В России вопрос развития водородной энергетики подняла компания «Газпром», на предприятиях которой производится более 350 тысяч тонн водорода, используемого в различных целях. Так компания настроена повышать свои компетенции в этой области энергетики и увеличивать использование водорода в разнообразных областях [6].

Положительным шагом в этой области является сотрудничество мировых держав, например, реализация совместных проектов Европейского Союза и России. Так в феврале 2021 года российская «Газпром» и немецкая Wintershall начали сотрудничество с мировыми университетами и институтами в освоении технологий пиролиза метана [5].

Между тем, уже сейчас некоторые страны начали разработку крупномасштабных проектов в рамках развития «чистой» водородной энергетики. Благодаря развитию подобных проектов предполагаемая выработка энергии за счёт их работы выросла более чем в 4 раза по результатам 2020 года. Так, например, компания Air Products & Chemicals планирует построить завод в Саудовской Аравии для производства зелёного водорода. Мощность производства в 4 гигаватта будет обеспечиваться за счёт ветренной и солнечной энергии [9].

Водород в нефтепромышленности. Нефтепереработка занимает более трети от мирового потребления водорода, поэтому этот газ играет большую роль в нефтяной промышленности (рис. 1). Здесь его используют в различных циклах нефтепереработки с целью очищения углеводорода от примесей серы, что повышает конечное качество углеводородного топлива, а также помогает уменьшить количество выбрасываемых вредных веществ при сжигании. Поэтому крупнейшие трубопроводы, транспортирующие водород, находятся близ нефтеперерабатывающих заводов. Перенос водорода именно по трубам является самым дешевым способом его транспортировки, хоть и требующим дорогостоящих вложений, а экономические издержки много ниже, чем перенос электроэнергии по высоковольтным линиям электропередач [2]. Все эти предпосылки подводят нас к разумному вопросу. Почему бы не использовать передаваемый водород не только в процессе переработки нефти, но и в энергоснабжении самих объектов нефтяной промышленности?

Рис. График мирового потребления водорода в различных отраслях

Недостатки водородной промышленности. Самым главным минусом является то, что для получения водорода нужно использовать другие виды энергии, причем не всегда последующий энергетический выход будет выше, чем энергозатраты. С учётом стремительного истощения традиционных природных ресурсов экономически и экологически нецелесообразно использовать их ради получения нового, хоть и дешёвого сырья. К тому же оно имеет ряд своих недостатков: стоимость водородных топливных элементов сегодня обходится достаточно дорого. Водород необходимо хранить в сжатом состоянии, для этого нужны цистерны высокого давления [1]. Производимый на сегодняшний день водород на 99% является «серым» или «голубым», что также подразумевает либо выброс диоксида углерода в атмосферу, либо дополнительных затрат на его хранение [7]. В совокупности эти недостатки не позволяют предприятиям полностью отказаться от традиционной энергетики.

Вывод. Водород действительно обладает рядом преимуществ, которые, несомненно, можно использовать в обозримом будущем. Огромный потенциал, заключающийся по большей части в его безопасности и большей энергоэффективности по сравнению с другими источниками, делает его привлекательным для энергетической отрасли. Однако на текущий момент использование его нерационально, потому что затраты на его производство не окупаются. Возможно, с развитием новых производственных технологий, мы сможем оценить его достоинства в полной мере уже совсем скоро.

Литература

1. Белый Ю. И., Терегулов Т. Р. Водородная энергетика: преимущества и недостатки // Вестник науки и образования. 2016. №24-4(78). С. 324.
2. Радченко Р. В., Мокрушин А. С., Тюльпа В. В. ВОДОРОД В ЭНЕРГЕТИКЕ. ISBN 978-5-7996-1316-7 изд. Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2014. 234 с.
3. Brussels, 8.7.2020 A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe // Communication from the Commission to the European parliament, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions
4. Атомный эксперт [Электронный ресурс]: URL: https://atomicexpert.com/hydrogen_energ, свободный. Дата обращения 21.03.2021
5. Геоэнергетика.Ru [Электронный ресурс]: URL: http://geoenergetics.ru/2021/02/25/rossiya-i-germaniya-nachali-sotrudnichestvo-v-ramkax-razvitiya-vodorodnoj-energetiki/, свободный. Дата обращения 22.03.2021
6. Глобальная Энергия [Электронный ресурс]: URL: https://globalenergyprize.org/ru/2021/03/19/gazprom-rassmotrel-napravleniya-razvitiya-vodorodnoj-energetiki/, свободный. Дата обращения 22.03.2021
7. Нефтегазовая вертикаль [Электронный ресурс]: URL: http://www.ngv.ru/magazines/article/vodorodnaya-energetika-mify-i-realnost/, свободный. Дата обращения 22.03.2021
8. ATEnergy [Электронный ресурс]: URL: http://atenergy.pro/faq/vodorod/naskolko-opasen-vodorod.html, свободный. Дата обращения 22.03.2021
9. GreenTechMedia [Электронный ресурс]: URL: https://www.greentechmedia.com/articles/read/us-firm-unveils-worlds-largest-green-hydrogen-project, свободный. Дата обращения 22.03.2021
10. International Energy Agency [Электронный ресурс]: URL: https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TPESbySource, свободный. Дата обращения 21.03.2021
11. Neftegaz.RU [Электронный ресурс]: URL: https://neftegaz.ru/news/Alternative-energy/652500-gazprom-predlozhili-politkorrektnuyu-klassifikatsiyu-vodorodov, свободный. Дата обращения 21.03.2021

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕТЕРОГЕННЫХ РОБОТОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЙ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Кремлёв И.А.
Научный руководитель - доцент А.В. Тырышкин
АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

Своевременное выполнение инженерных изысканий является особо важным при обустройстве нефтегазовых месторождений. Помимо этого, необходимо уделить внимание снижению затрат и повышению экономической эффективности обустройства [1]. В современных реалиях затруднительно обойтись без внедрения современной технологической инфраструктуры и автоматизации процесса инженерных изысканий, в том числе и с помощью беспилотных летательных аппаратов (БПЛА).

Одним из главных трендов в области робототехники является комбинирование роботизированных систем с разной степенью автономности функционирования. Подобные комплексы называют гетерогенными. Чаще всего при использовании гетерогенных комплексов используют одновременно воздушные и наземные роботизированные системы. Подобная комбинация носит синергетический эффект и позволяет расширить сенсорные и функциональные возможности при съемке местности.

Одной из ключевых проблем при подобном взаимодействии является повышение автономности роботизированных систем. Обслуживание систем энергопитания беспилотного летательного аппарата требует временных и экономических расходов. В этой связи необходимо реализовать активное взаимодействие между гусеничной наземной платформой и беспилотным летательным аппаратом. Трудность решения подобной задачи состоит в реализации алгоритмов посадки, фиксации и зарядки аккумуляторов летательного аппарата. Помимо этого, необходимо реализовать наиболее оптимальный маршрут движения гусеничной платформы для посадки БПЛА [2].

Автоматизация процесса пополнения энергоресурсов беспилотного летательного аппарата посредством гусеничной платформы позволяет увеличить время работы БПЛА и повысить объем решаемых задач без участия человека. Данная задача в настоящее время является предметом исследования ряда научных российских и зарубежных коллективов.

Для того, чтобы формализовать задачу взаимодействия воздушных и наземных роботизированных систем была составлена концептуальная модель, включающая в себя четыре основных объекта:

- нефтегазовое месторождение;
- наземный центр управления;
- беспилотный летательный аппарат (БПЛА);
- гусеничная платформа.

Данная концептуальная модель позволяет осуществить анализ методов взаимодействия и управления гетерогенными роботизированными комплексами при выполнении инженерных изысканий на нефтегазовых месторождениях. Основные элементы и связи предложенной концептуальной модели представлены в таблице 1.

Таблица 1

Концептуальная модель системы управления гетерогенных роботизированных комплексов

Нефтегазовое месторождение Геодезические карты местности Характеристики снимаемой местности Климатические условия снимаемой местности Нормативы выполнения инженерных изысканий Погодные условия	Наземный центр управления Автоматизированное рабочее место оператора Система связи с роботизированными комплексами Карта маршрутов передвижения наземных роботов Карта маршрутов полета беспилотного летательного аппарата Расписание проведения аэрофотосъемки местности
Беспилотный летальный аппарат (БПЛА) Режим функционирования Координаты Состояние аккумулятора Скорость беспилотного летательного аппарата	Гусеничная платформа Режим функционирования Координаты Скорость Состояние системы энергопитания Число обслуживаемых беспилотных летательных аппаратов на платформе

Существует два основных направления при реализации этой задачи. Первое направление связано с повышением автономности БПЛА посредством зарядки аккумулятора. Достоинством подобных решений является более низкая стоимость за счет минимизации механических узлов конструкции гусеничной платформы. Второе направление связано с физической заменой аккумулятора на новый. Подобные системы позволяют сократить время подготовки БПЛА для нового вылета и минимизировать простои оборудования.

Стоит отметить, что разработка автоматизированных систем для зарядки БПЛА наиболее актуальна при выполнении аэрофотосъемки труднодоступных и удаленных территорий, при которых большая часть энергоресурсов тратится на полет к заданной области. В таком случае беспилотные летательные аппараты могут пополнять заряд аккумулятора и работать в непрерывном режиме до окончания ресурсов гусеничной платформы [3].

При выполнении инженерных изысканий использование гетерогенных робототехнических комплексов дает ряд преимуществ. На небольшой площади эффективнее использовать традиционную геодезическую съемку, для площадных объектов (в том числе для выполнения реконструкции) рациональней применять БПЛА вертолетного типа

[4], а для линейных объектов или месторождений наибольшей экономической эффективности можно добиться путем съемки БПЛА самолетного типа (таблица 2).

Таблица 2

Эффективность использования БПЛА

Тип объекта	Площадь съемки, га	Традиционная геодезическая съемка	Аэрофотосъемка с БПЛА вертолетного типа	Аэрофотосъемка с БПЛА самолетного типа
Площадный объект (в том числе реконструкция)	До 100	**Эффективна на небольшой площади**	**Эффективна**	Низкая эффективность
Линейный объект	От 500 до 5000	Низкая эффективность	Низкая эффективность	**Эффективна**
Месторождение	От 5000	Низкая эффективность	Низкая эффективность	**Эффективна**

Беспилотные летательные аппараты в настоящее время активно используются для проведения инженерных изысканий на нефтегазовых месторождениях. Комбинированная работа БПЛА и роботизированных гусеничных платформ позволяет существенно увеличить продолжительность их работы [5].

Уже разработанные прототипы гетерогенных робототехнических систем отличаются скоростью обслуживания, сложностью внутренних узлов конструкции, а также алгоритмами совместной работы при посадке БПЛА на платформу и заряду аккумуляторов. Для этого используется значительное количество сенсоров, систем навигации и методов анализа окружающей территории [6].

В ходе выполнения работы был проведен анализ требований к обслуживанию аккумуляторов беспилотного летательного аппарата при взаимодействии с гусеничной наземной платформой, определены классы зарядных станций аккумуляторов. Была составлена концептуальная модель системы управления гетерогенных роботизированных комплексов и проанализирована экономическая эффективность от применения БПЛА для разных типов объектов при обустройстве нефтегазовых месторождений.

Литература

1. Кремлев И.А. Применение беспилотных летательных аппаратов при выполнении инженерных изысканий на нефтегазовых месторождениях // Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне – Томск, 2020. – Том № 2. – С. 185 – 186.
2. Попова Л.Н. Применение беспилотных летательных аппаратов в условиях Крайнего Севера//Молодой ученый. – Казань, 2016. – No 24. – С. 105 – 108.
3. Прокопьев И.В., Бецков А.В. Структура системы управления беспилотных летательных аппаратов специального назначения//Надежность и качество. – Пенза, 2012. – № 1. – С. 15 – 20.
4. Саяпова В.В., Уразбахтин Р.Р. Мониторинг химических объектов с помощью беспилотных летательных аппаратов//Современные научные исследования и разработки. – Астрахань, 2017. – № 4. – С. 260 – 262.
5. 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. – № 3. – С. 111 – 115.
6. Шихмагомедова С.М. Использование беспилотных летательных аппаратов в нефтегазовой отрасли//Международный научно-исследовательский журнал. – Екатеринбург, 2017. – № 6-2. – С. 48 – 50.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ РЕШЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИОННОЙ ЗАДАЧИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Малькова Я.Ю., Уфа Р.А.

Научный руководитель - доцент Р.А. Уфа

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Протяженность распределительных сетей с каждым годом планомерно возрастает, что, в свою очередь, приводит к увеличению суммарных потерь мощности в энергосистеме и снижению относительного уровня напряжения на ее шинах. Проведение мероприятий по снижению потерь мощности: реконфигурация сети, локальная установка объектов распределенной генерации или устройств компенсации реактивной мощности, способствует повышению надежности системы, ее статической и динамической устойчивости.

В свою очередь, объекты распределенной генерации получили достаточно широкое распространение ввиду растущего спроса на электроэнергию и невозможности передавать большую мощность от централизованного источника питания (объекта традиционной генерации) без увеличения пропускной способности линий электропередачи. В частности, в России за последние пять лет фактическое потребление электроэнергии увеличилось с 1008 до 1034 млрд кВт ч, т.е. на 2,5% [4].

При планировании новых вводов объектов распределенной генерации встает вопрос определения основных параметров объекта, таких как место установки в энергосистеме и его мощность. Данная задача носит

оптимизационный характер, так как внедрение объекта распределенной генерации оптимальной конфигурации позволяет улучшить значение режимных параметров системы, а также обеспечить соответствие отраслевым стандартам. В частности, отклонение величины уровня напряжения от номинального значения не должно превышать 5% [3].

Решение обозначенной задачи для сетей большой размерности осуществляют посредством применения оптимизационных алгоритмов эвристической группы: генетического алгоритма, метода муравьиной колонии, метода роя частиц и его различных модификаций [1] и др. При этом, основой расчетной части является определение перетоков и потерь активной и реактивной мощности.

Стоит отметить, что непосредственное применение программных комплексов, в частности MATLAB/Simulink, позволяет лишь провести верификацию результата, полученного тем или иным оптимизационным алгоритмом, но не позволяет установить среди всех возможных решений задачи, с учетом заданных ограничений, место установки в систему и величину мощности объекта распределенной генерации.

Математические выкладки, отражающие сущность расчета перетоков и потерь мощности, как правило, построены на применении итерационного метода, который предполагает выполнение $n+1$ числа итераций пересчета величины перетоков активной и реактивной мощности и уровней напряжения на шинах системы до момента удовлетворения задаваемой наперед величине ошибки расчета. Так, например, для уровня напряжения i-ой шины данное условие запишется в следующем виде:

$$\left|u_i^{n+1} - u_i^n\right| \le \varepsilon , \tag{1}$$

где u_i^{n+1} – уровень напряжения i-ой шины на $n+1$ итерации, u_i^n – уровень напряжения i-ой шины на n-ой итерации, ε – допустимая величина ошибки расчета.

Для определения оптимальных параметров внедряемого объекта распределенной генерации с точки зрения получения минимального из возможных, значения контролируемого параметра (или функциональной зависимости совокупности контролируемых параметров) только посредством выполнения расчета итерационным методом (без применения оптимизационных алгоритмов) необходимо вручную рассчитать все возможные сценарии единичной установки объекта, количество которых определяется следующим образом:

$$N = \sum_{i=1}^{m} \frac{p_i}{s} , \tag{2}$$

где N – число возможных сценариев единичной установки объектов распределенной генерации, p_i – максимальное значение мощности объекта распределенной генерации, устанавливаемого на i-ую шину, $i = 1...m$ – номер шины, s – шаг изменения мощности объекта распределенной генерации.

Так, для типовой 15-узловой IEEE схемы, параметры которой приведены в [2], число возможных сценариев единичной установки объектов распределенной генерации в соответствии с формулой (2) при шаге изменения мощности, равном 0,1 о.е. мощности нагрузки шины установки, и максимальной мощности, равной мощности нагрузки шины установки, составляет:

$$N = \sum_{i=1}^{15} \frac{p_i}{s} = 4 \cdot \frac{p_2}{0{,}1p_1} + 5 \cdot \frac{p_3}{0{,}1p_3} + 5 \cdot \frac{p_4}{0{,}1p_4} = 140 . \tag{3}$$

После получения набора значений из 140 чисел необходимо выполнить их сортировку, т.е. осуществить поиск минимального значения и сопоставить данному значению сценарий его получения (номер шины и величину мощности внедряемого объекта). Согласно представленным выкладкам, можно заключить, что ручное применение итерационного метода расчета перетоков и потерь мощности без реализации того или иного оптимизационного алгоритма требует значительных временных затрат. Ручная установка объектов распределенной генерации в виде соответствующих блоков в программном комплексе MATLAB/Simulink предполагает временные затраты аналогичной продолжительности.

В рамках настоящей статьи приведем пример решения обозначенной ранее оптимизационной задачи для типовой 15-узловой IEEE схемы. Выполнена программная реализация расчета перетоков и потерь мощности с последующим выполнением сортировки, основанной на пузырьковом сортировочном методе, для всех возможных сценариев (шины установки со 2-ой по 15-ую, мощности в соответствии с устанавливаемым диапазоном допустимых мощностей) для трех различных максимальных значений диапазона мощностей: 0,6 о.е., 1 о.е. и 2 о.е. мощности нагрузки шины установки. При этом мощность, генерируемая внедряемым объектом распределенной генерации, носит чисто активный характер. Так, при реализации сценария, при котором мощность внедряемого объекта распределенной генерации варьируется в диапазоне 0…0,6 о.е. мощности нагрузки шины установки отсутствует оптимальный вариант, при котором обеспечивается соответствие уровней напряжения всех шин системы требуемому 0,95…1,05 о.е. При расширении диапазона допустимых мощностей 0…1 о.е. мощности нагрузки шины установки оптимальной является установка объекта распределенной генерации на шину 11, при этом мощность внедряемого объекта соответствует мощности нагрузки 11 шины, а именно 140 кВт. Суммарные потери мощности составили 54,596 кВт, сократились на 11,5% в сравнении с исходной схемой (без локальной установки дополнительной генерации).

При последующем расширении диапазона 0…2 о.е. мощности нагрузки шины установки оптимальным местом установки по результатам работы программной реализации алгоритма перетоков и потерь мощности оказалась шина 15, мощность внедряемого объекта соответствует двойной мощности нагрузки шины 15, т.е. 280 кВт. Потери мощности в системе сократились на 20,4% в сравнении с исходной схемой и составили 49,091 кВт.

На рис. представлены относительные напряжения шин системы для трех расчетных случаев: исходная схема, схема при установке генерации 140 кВт на шину 11 и схема при установке генерации 280 кВт на шину 15.

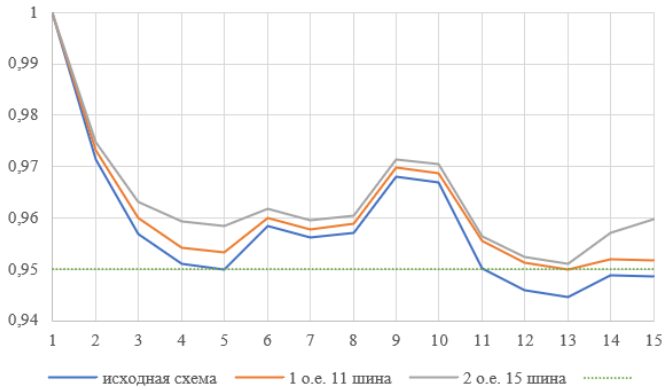


Рис. Уровень напряжения шин 15-узловой IEEE схемы

В соответствии с рис., установка объекта распределенной генерации оптимальной конфигурации способствует повышению относительного напряжения всех шин системы до требуемого уровня 0,95…1,05 о.е. номинального напряжения системы. Причем, чем больше размер устанавливаемого объекта (больше его мощность), тем больше величина данного влияния.

Таким образом, можно заключить, что ввиду наблюдаемого роста спроса на электроэнергию определяется необходимость проектирования новых вводов генерации, в том числе распределенной. Распределенная генерация, в свою очередь, при интегрировании в сеть оказывает влияние на ее режимные параметры. При условии определения оптимальной конфигурации данное влияние носит положительный характер, а также обеспечивает соответствие значений параметров требованиям отраслевых стандартов. В рамках данной оптимизационной задачи производится расчет перетоков и потерь мощности в системе посредством применения итерационного метода, для упрощения поиска глобального минимума контролируемого параметра осуществляется программная реализация того или иного оптимизационного алгоритма. Выполнена программная реализация итерационного метода на языке JavaScript для трех расчетных случаев: диапазон допустимых мощностей внедряемого объекта 0…0,6 о.е., 0…1 о.е. и 0…2 о.е. мощности нагрузки шины установки объекта, при этом мощность, генерируемая объектом, носит чисто активный характер. Полученные результаты подтверждают положительный характер влияния объекта распределенной генерации оптимальной конфигурации на режимные параметры энергосистемы.

Литература

1. Karunarathne, E. Optimal Placement and Sizing of DGs in Distribution Networks Using MLPSO Algorithm [Text] / E. Karunarathne, J. Pasupuleti, J. Ekanayake, and D. Almeida // Energies. – 2020. – V. 13. – P. 1-25.
2. Sudhakar, T.D. Modeling and Simulation of Distribution Network with the Integration of Distribution Generator using Matlab [Text] / T.D. Sudhakar, M.R. Rajan, K.N. Srinivas, R.R. Prabu, T.V. Narmadha, and M.M. Krishnan // Indian Journal of Science and Technology. – 2016. – V. 9(12). – P. 1-7.
3. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200104301.
4. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2020 году. СО «ЕЭС» России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2021/ups_rep2020.pdf.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НАЛИЧИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОСЕТИ НА ДЕЙСТВИЕ АВТОМАТИКИ ОГРАНИЧЕНИЯ СНИЖЕНИЯ ЧАСТОТЫ

Мицкевич Р.В., Рубан Н.Ю., Андреев М.В.
Научный руководитель - доцент Н.Ю. Рубан
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с развитием технологий все большее внимание уделяется вопросам внедрения возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Закономерно возникают проблемы обеспечения устойчивости энергосистемы ввиду невозможности получения постоянной мощности от объектов ВИЭ. Таким образом, задачи регулирования частоты сети и обеспечения баланса генерируемой и потребляемой мощности осложняются с увеличением проникновения объектов ВИЭ в энергосистему [4].

В силу высокой скорости протекания процессов снижения частоты при резком возникновении дефицита мощности, дежурный персонал не имеет возможности оперативно среагировать и принять надлежащие меры в первые моменты времени. Для предотвращения развития аварийных ситуаций в энергосистеме используются устройства автоматики регулирования перетоков активной мощности и ограничения снижения частоты [3].

Для оценки влияния объектов ВИЭ на действие автоматики ограничения снижения частоты, была разработана модель энергосистемы в программном комплексе Matlab Simulink. Модель включает в себя блоки эквивалентной тепловой электростанции (ТЭС), блок ветряной электростанции (ВЭС), блок шин условно бесконечной мощности (ШБМ) электроэнергетической системы, блоки трансформаторов и воздушных линий. Структурная схема модели энергосистемы представлена на рисунке 1.

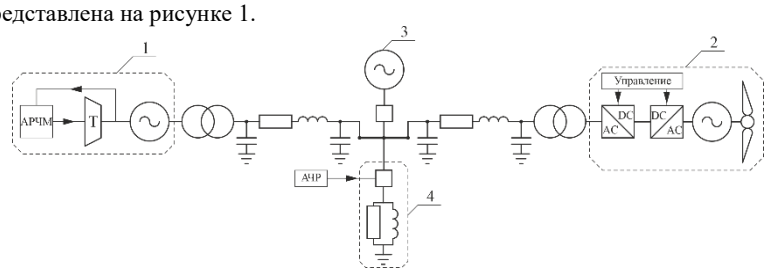


Рис. 1. Структурная схема модели энергосистемы:
1 – Блок модели ТЭС; 2 – Блок модели ВЭС; 3 – Блок модели ШБМ; 4 – Блок нагрузки

Блок ТЭС включает в себя модели паровой турбины К-500-240, турбогенератора ТВВ-500-2, тиристорной системы возбуждения и автоматики регулировки частоты и мощности турбины, для обеспечения первичного регулирования [1,2]. Блок ВЭС включает в себя модель эквивалентной ветряной электростанции, с задаваемым количеством и мощностью ветряных турбин, подключаемых в сеть через управляемые преобразователи на базе IGBT транзисторов [5].

Связь между электростанциями и энергосистемой осуществляется посредством блоков моделей повышающих трансформаторов и воздушных линий классом напряжения 220 кВ. Блок нагрузки представлен моделью параллельного шунта 500 МВт активной и 50 Мвар индуктивной мощности, cos(φ) = 0,995.

Функции автоматики частотной разгрузки (АЧР) выполняет модель АЧР условно представленной 20 ступенями АЧР-1, 8 из которых заведены под частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ) и 5 ступенями АЧР-2. Модель АЧР обеспечивает ограничение мощности нагрузки при снижении частоты в диапазоне 49,2 – 46,5 Гц. После устранения дефицита мощности, дальнейший подъем частоты до стандартных значений 50,0±0,2 Гц, обеспечивается системами регулировки частоты и мощности турбин [1].

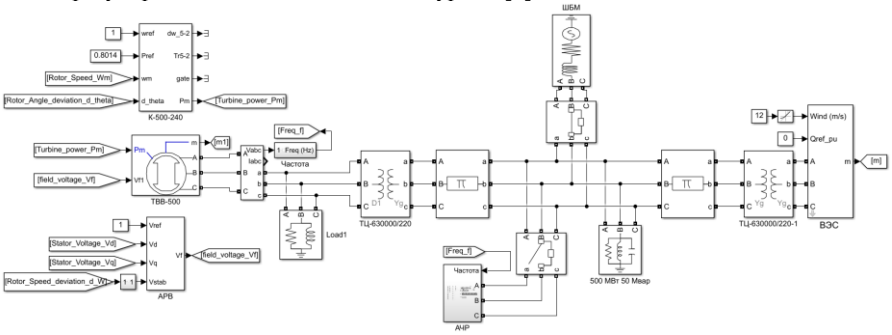


Рис. 2. Внешний вид модели энергосистемы

Исходными условиями моделирования действия АЧР был принят переход на изолированную работу дефицитного энергорайона, в результате работы делительной автоматики и отключении связи с ШБМ.

Для моделирования было принято условие дефицита активной мощности в объеме 100 МВт. При отключении связи с ШБМ частота в дефицитном энергорайоне резко снижалась, уменьшение скорости снижения частоты обеспечивалась работой АЧР-1, подъем частоты осуществлялся работой АЧР-2 и регуляторами электростанций. При достижении частоты сети заданного уровня срабатывали ступени ЧАПВ. Временная характеристика частоты сети представлена на рисунке 3.

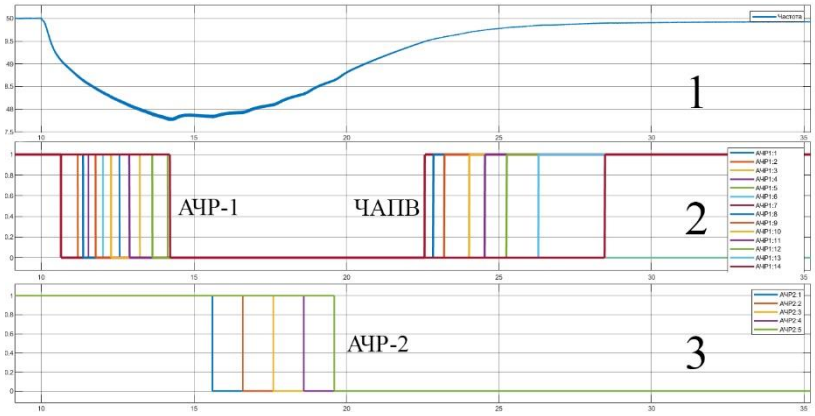


Рис. 3. Результаты моделирования работы автоматики при возникновении возмущающих воздействий в энергосистеме при мощности ВЭС 50 МВт
1 – частота сети, Гц; 2 – временная характеристика срабатывания ступеней АЧР-1 и ЧАПВ;
2 – временная характеристика срабатывания ступеней АЧР-2

В результате проведенных опытов было смоделировано действие автоматики при условиях увеличения мощности ВЭС с 0% до 100% от мощности нагрузки, при уменьшении загруженности ТЭС и сохранении ее мощности в резерве, время восстановления частоты до номинальной сократилось, пропорционально увеличению мощности ВЭС. При этом, набор частоты во всех случаях осуществлялся путем увеличения мощности паровой турбины ТЭС. Мощность ВЭС корректировалась в малых диапазонах лишь для демпфирования возмущающих колебаний.

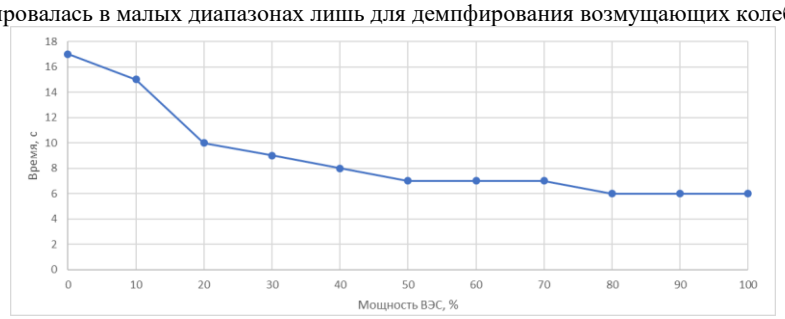


Рис. 4. График зависимости времени набора частоты от мощности ВЭС

Нижний предел снижения частоты не изменился, так как определялся настройкой АЧР, в зависимости от величины дефицита мощности и скорости снижения частоты, которые оставались постоянными во всех опытах.

Как показали результаты опытов моделирования, увеличение мощности ВЭС повышают маневренные качества энергосистемы, но лишь при сохранении достаточного резерва мощности традиционных источников электрической мощности, позволяющих производить корректировку частоты и мощности в необходимых пределах.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант МК-5320.2021.4.

Литература

1. Калашников А.А. Динамика регулирования турбин. - М.: Энергоатомиздат, 1999. - 328 с.
2. Коган Ф.Л. Развитие конструкций, параметры и режимы мощных турбогенераторов: учебное пособие / Ф.Л. Коган. М. ИНФРА-М, 2019. –325 с.
3. Непша Ф.С., Глушкова А.И., Воробьева Д.Ю. К вопросу обеспечения правильной работы устройств автоматической частотной разгрузки в кузбасской энергосистеме. Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017; 19 (9-10): 77-84. https://doi.org/10.30724/1998-9903-2017-19-9-10-77-84
4. Bevrani, H. and Ghosh, A. and Ledwich, G. 2010. Renewable energy sources and frequency regulation: Survey and new perspectives. IET Renewable Power Generation. 4 (5): pp. 438-457. 2010.
5. Marcelo G. M. Pedro E. M. Modelling and Control Design of Pitch-Controlled Variable Speed Wind Turbines. CONICET, Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan Argentina. 2011.

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ МОЩНОСТЬЮ 648 МВТ

Моисеенко К.А., Космынина Н.М.
Научный руководитель - доцент Н.М. Космынина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Тепловая электростанция 648 МВт – мощная электростанция в г. Кемерово. Электрическая мощность передается в единую сеть города; тепловая мощность в виде тепла и горячей воды необходима для населения, крупных промышленных предприятий.

На стороне высшего напряжения 110 кВ находятся 1 ЗРУ-110 и 2 ЗРУ-110, которые соединены между собой двумя воздушными линиями (рисунок 1).

На станции установлено восемь турбогенераторов, которые генерируют общую мощность 648 МВт.

К генераторному распределительному устройству подключены три генератора:

два генератора типа ТВФ-110-2 (обозначены на схеме ТГ7, ТГ11);

один генератор типа ТВФ-60-2 (обозначен на схеме ТГ9).

На 2 ЗРУ-110 три генератора подключены по следующим схемам:

- генератор – двухобмоточный трансформатор без генераторного выключателя ТГ12, ТГ14, ТГ15 (ТВФ-63-2, ТВВ-160-2, ТВФ-110-2),

- генератор – двухобмоточный трансформатор с генераторным выключателем ТГ13 (ТВФ-63-2);

- генератор ТГ10 (ТВФ-60-2) по схеме генератор – двухобмоточный трансформатор [3].

Связь 1 ЗРУ-110 с ГРУ-6,3 кВ осуществляется с помощью четырех двухобмоточных трансформаторов Т1, Т2, Т3, Т10 и одним двухобмоточным трансформатором с расщепленной обмоткой Т11.

Связь 1 ЗРУ-110 с ГРУ-6,3 кВ осуществляется с помощью следующих трансформаторов: четыре двухобмоточных трансформаторов Т1, Т2, Т3, Т10; один двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения Т11.

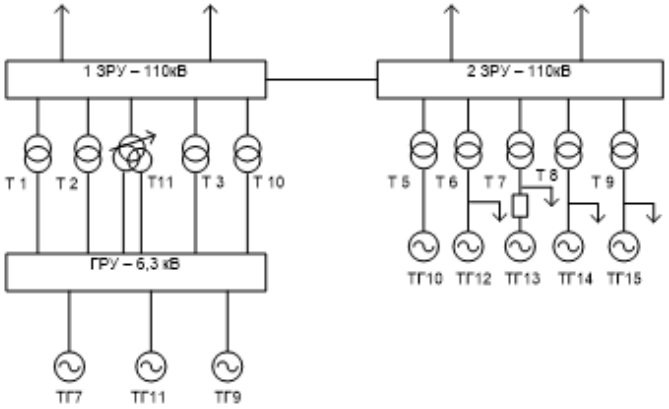


Рис. 1. Структурная схема электростанции

В таблице 1 приведены типы и характеристики генераторов, установленных на электростанции 648 МВт.

Таблица 1

Характеристики генераторов

Тип	P МВт	Cos ф	U кВ	Тип охлаждения
ТВФ-60-2	60	0,8	10,5	водородно-форсированное
ТВФ-63-2	63	0,8	10,5	водородно-форсированное
ТВВ-160-2	160	0,85	10,5	Водородно-водяное
ТВФ-110-2	110	0,8	10,5	водородно-форсированное

Система водородно-форсированного охлаждения:

- обмотка ротора охлаждается водородом непосредственно, путем циркуляции водорода внутри обмотки;
- обмотка статора имеет косвенное водородное охлаждение, причем циркуляция водорода осуществляется при помощи вентиляторов, установленных на валу ротора со стороны турбины и со стороны возбудителя;
- сердечник статора охлаждается при помощи радиальных вентиляционных каналов, в которых циркулирует водород.

В системе водородно-водяного охлаждения в качестве жидкости используется дистиллированная вода, обладающая более высокой теплоотводящей способностью по сравнению с водородом и, следовательно, позволяют еще больше увеличить единичные мощности генераторов при сохранении их размеров; обмотка статора выполнена из сплошных и полых медных элементарных проводников прямоугольного сечения, по которым циркулирует вода.

В таблице 2 приведены типы и характеристики силовых трансформаторов, установленных на электростанции 648 МВт.

Таблица 2

Характеристики трансформаторов

Тип	Мощность номинальная кВА	Напряжение обмоток кВ	РПН
ТДТН- 40000/110/6	40000	115/6,6	±9х1,78%
ТРДЦН-63000/110/6	63000	115/6,6	±9х1,78%

Описание системы электроснабжения собственных нужд.

Основным питанием с.н. являются четыре трансформатора собственных нужд, подключенные к выводам турбогенераторов ТГ12, ТГ13, ТГ14, ТГ15; также рабочие трансформаторы с.н. установлены на ГРУ. Резервные ТСН подключены к ГРУ-6,3.

Ниже приведено описание потребителями с.н. для одного из распределительных устройств [1]:

- трансформаторы - охлаждение обмоток высшего и низшего напряжений, установленных на территории электростанции (питание электродвигателей);
- обогрев масляных выключателей, установленных на территории распределительного устройства;
- освещение и отопление всех помещений.

Кроме того, питание необходимо для вторичных цепей: релейная защита, сигнализация, автоматика, телемеханика.

Мощность потребителей с.н. невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. Мощность трансформаторов с.н. выбирается по нагрузкам с.н. с учетом коэффициента загрузки и одновременности. Так как на анализируемой электростанции 2 ЗРУ-110 установлено четыре силовых трансформатора с выводом на собственные нужды, то принимаем к установке четыре трансформатора собственных нужд.

Для усовершенствования и автоматизации процесса работы электростанции предлагается установка логического управления собственными нуждами посредством программируемого реле.

В настоящее время широко применяются три вида контроллеров: Simens Logo! 230 RSo, ОВЕН ПЛК210, ONI PLR-S. 3 RTD (рисунок 2).

Рис. 2. Используемые виды контроллеров

Программируемые логические контроллеры (ПЛК) – технические средства, используемые для автоматизации технологических процессов. ПЛК обычно применяются для управления последовательными процессами, используя входы и выходы для определения состояния объекта и выдачи управляющих воздействий [2].

Принимаем к установке три однофазных контроллера Simens Logo! 230 RSo, на каждую фазу по одному соответственно, по всем характеристикам выбранный контроллер подходит.

Для следующего этапа необходимо разделить все потребители по нагрузкам:

Simens Logo! 230 RSo 1: освещение, отопление, однофазные розетки и пожарная сигнализация;

Simens Logo! 230 RSo 2: создание оперативного тока, питание релейной защиты;

Simens Logo! 230 RSo 3: управление электродвигателями системы охлаждения трансформаторов, обогрева масляных выключателей и шкафов распределительных устройств.

Литература

1. Боричев И. Е., Даниленко А. И., Храмушин А. М., Якубовский Ф.Б. Справочник по электроустановкам промышленных предприятий, том 1, Москва, Ленинград, Государственное энергетическое издательство, 2009.
2. Руководящие указания по расчёту уставок микропроцессорных защит типа «Сириус», ЗАО «Радиус Автоматика», Москва, 2010.
3. Старшинов, В. А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие / В. А. Старшинов, М. В. Пираторов, М. А. Козинова; под ред. В. А. Старшинова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015. - 296 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ КАК АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ИСТОЧНИК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Молчанов И.А.
Научный руководитель - преподаватель Т.И. Альмендингер
Томский политехнический техникум, г. Томск, Россия

В 21-м веке электричество имеет ключевую роль в повседневной жизни человека, так как если он пропадет на неопределенный промежуток времени - то это сильно ударит по сферам жизни человека. Уверенно можно сказать, что теперь ни один человек в нашей цивилизации не может существовать нормально без электроэнергии. Понятие электричество можно трактовать по-разному, ведь электричество — это многозначащий термин, который может изложен как часто используемое в технике, или как то, что в повседневной жизни определяет количество электроэнергии, которую получает потребитель. Гораздо интересней, как человечество научилось добывать электричество в промышленных масштабах. Для этих целей были изобретены такие виды электродобывающих предприятий, как тепловые, атомные, гидроэлектростанции, которые своим выработком энергии могут обеспечить электрификацию одного или нескольких городов. Несомненно, 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.

Изначальное изучение карты-схемы электропередачи Томской области показало, что имеется проблемы с распространением электроэнергии в северо-западной части области, в которой имеется большое количество нефтегазовых месторождений и промышленностей по добыче нефтепродуктов, в частности.

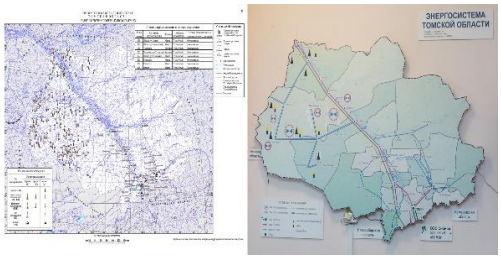


Рис. 1. Карта энергосистемы Томской области и полезных ископаемых

Проблемы с электрификацией северо-западного направления весомо снижает темпы и качество самих нефтепродуктов. Также виднеется проблема с экологией, так как для того, чтобы снабдить электричеством нефтедобывающее предприятие нужно извлекать электричество путем сжигания нефтепродуктов, тем самым, нанося огромный ущерб экологии.

Выходом из экологическо-экономической проблемы на нефтедобывающих предприятиях может стать использование солнечных батарей, но возникает вопросы: сравнение видов солнечных батарей, достоинства и недостатки данных устройств, и как они будут работать в пасмурное и ночное время суток.

Виды солнечных батарей предоставлены в виде таблицы.

Таблица

Виды солнечных батарей

Показатель	Моно-элемент	Поли-элемент
Кристаллическая структура	Зерна кристалла параллельны Кристаллы ориентированы в одну сторону	Зерна кристалла не параллельны Кристаллы ориентированы в разные стороны
Цвет	Черный	Темно-синий
Стабильность	Высокая	Средняя
Цена	Высокая	Средняя
Требовательность к техническому обслуживанию	-	+
Простота в обслуживании	+	-
КПД	17-22%	12-18%

Также нужно учесть достоинства и недостатки солнечных модулей, первым достоинством является его возобновляемость, источником энергии служит солнце, другим преимуществом будет его доступность, она доступна в каждой точке мира - не только в экваториальной зоне Земли, но и в северных широта, также можно отметить то, что он экологически безопасен, бесшумен и экономически выгоден. Недостатками можно посчитать малая плотность мощности, из-за чего нужно значительное количество площади для солнечных модулей [1].

В плохую погоду гелио-модули способны вырабатывать электроэнергию. Ведь панели способны поглощать прямые лучи и рассеянный свет. КПД снизится, в зависимости от степени облачности, в среднем он снижается на 10-25%. Что касается осадков в виде дождя и снега, они несколько снижают КПД, но в целом не влияют на работу. Если идёт дождь, но есть солнце, панели будут стабильно накапливать энергию. При эксплуатации зимой, важно грамотно

произвести монтаж установки, правильно выставить наклон, а также регулярно производить очистку от снега и наледи [3].

Для северных условий была разработана модель солнечной панели, которая основывается на солнечном трекере и каскадном элементе. Принцип заключается в том, что при помощи солнечного трекера будет отслеживаться источник света, который будет поворачивать солнечные модули синхронно с передвижением Солнца, а каскадный элемент принимает энергию солнечного излучения всего спектра. Фундаментом каскадного элемента является концентраторная фотоэлектрическая панель, которая имеет специальные линзы. Принцип линз является таковым, что они направляют лучи Солнца на солнечные мини-батареи, площадь которых менее 1 мм^2, при этом, слои, выполненные из разного рода материалов, улавливают лучи с разной длиной волны. А для избежание наледи на панелях можно использовать специальный антиналедный спрей [2].

За счет такой совокупности инноваций КПД данной модели достигает 44,5%.

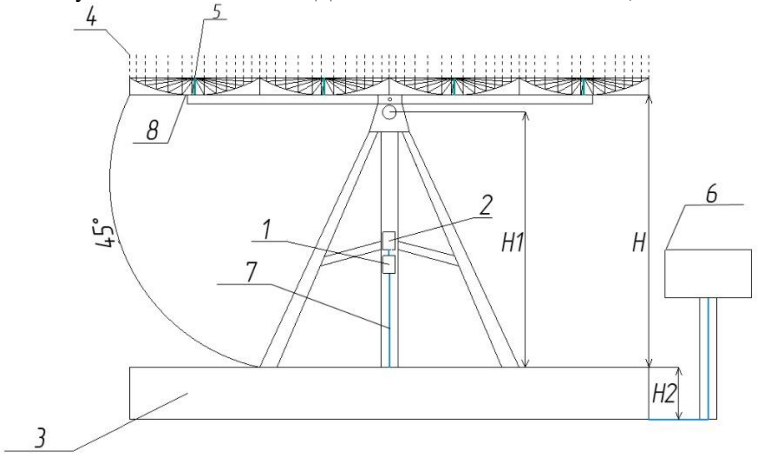


Рис. 2. Схема солнечной панели с трекером и каскадным элементом:
1 – инвертор, 2 – UST-SPA controller, 3 – фундамент, 4 – солнечные лучи, 5 – дополнительный отражатель, 6 – система управления и безопасности, 7 – кабель-канал, 8 – каскадный солнечный элемент

Литература

1. Глиберман А.Я., Зайцева А.К. Кремниевые солнечные батареи [Текст]: Москва-Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1961. – 115 с.
2. ВИЭ наступают: инновации в солнечной энергетике и российские проекты - Режим доступа: http://digitalsubstation.com/blog/2017/07/22/vie-nastupayut-innovatsii-v-nbsp-solnechnoj-energetike-i-nbsp-rossijskie-proekty/ (дата обращения 02.03.2021).
3. Львовский И.Б., Баркалов Б.В. Расчет поступления теплоты солнечной радиации в помещения [Текст]: Москва: Изд. ПРОМСТРОЙПРОЕКТ, 1993. -237 с.

РЕИНЖИНИРИНГ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЗАЦИЯ АСУ ТП НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Наумов Д.П.
Научный руководитель - профессор А.М. Малышенко
АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

За последние несколько десятилетий автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) существенно изменились. В последнее время наблюдается рост автоматизированных объектов, а также модернизация старого оборудования, которая ведет к повышению объемов собираемой промысловой информации [1]. В настоящий момент на промыслах отсутствуют системы, позволяющий проводить анализ большого количества данных в реальном времени. Численность обслуживающего персонала современных АСУ ТП не высока, что также приводит к увеличению зон ответственности операторов и объему обрабатываемых им данных. В условиях повышенных требований к производству, необходимо своевременное выявление отклонений технологического процесса от оптимального режима, которое возможно только при использовании проактивного управления [2, 3].

Ошибки операторов в промышленных системах вызывают до 42% аварийных ситуаций, имеющих непосредственное отношение к экономическим потерям и угрозам безопасности [4]. Для снижения вероятности человеческих ошибок все больше процессов переводится частично на автоматические режимы управления. Но в настоящее время автоматические алгоритмы по анализу совокупности параметров, технологически связанных между собой, отсутствуют. Технологический процесс построен таким образом, что вся ответственность за анализ параметров по-прежнему ложится на оператора, который далеко не всегда имеет возможность своевременно среагировать на выход параметров из рабочих границ.

Система поддержки принятия решений (СППР) – это система, предназначенная для обеспечения информационной поддержки оператора в части управления технологическим процессом. Данная система

минимизирует влияние человеческого фактора при принятии решений по управлению процессом, оказывает помощь оператору по повышению эффективности промысла, а также анализирует режим работы по результатам моделирования, полученным из системы моделирования.

Ключевым компонентом СППР является база знаний. База знаний содержит:

– алгоритмы идентификации аварийных состояний системы;
– анализ причин аварийных ситуаций (обучаемость системы);
– анализ воздействий на технологический процесс (обучаемость системы);
– перечень действий оператора, которые могут нарушить технологический процесс (защита от некачественного управления).

На рисунке 1 представлена разработанная структура системы поддержки принятия решений.

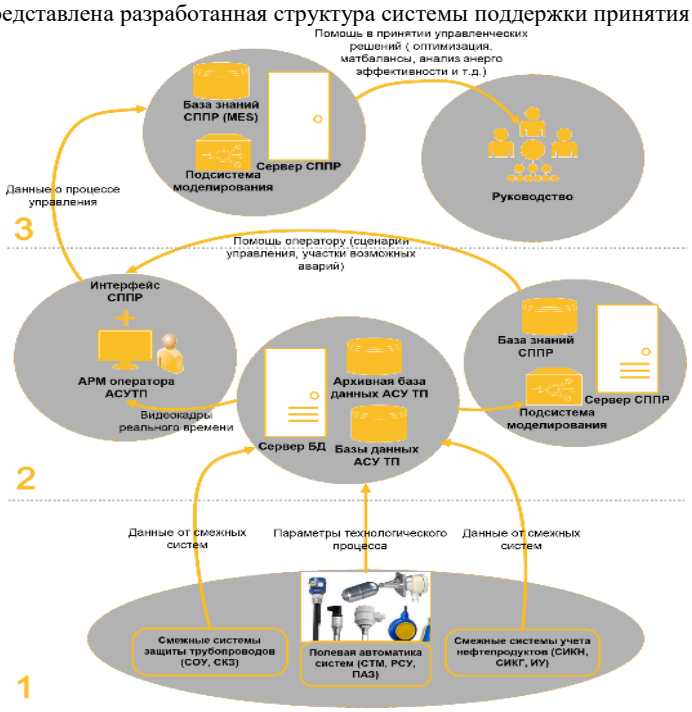


Рис. 1. Структурная схема СППР

На данной схеме представлено 3 уровня управления. На 1-ом уровне предполагается осуществление сбора и обработки данных от систем АСУ ТП и смежных систем для формирования модели. На 2-ом уровне предполагается создание средств взаимодействия с оператором (интерфейс СППР), а также разработка технологической базы знаний СППР на основе технологических регламентов, отчетов процедур HAZOP, экспертных знаний и принятых решений оператора. 3-ий уровень включает в себя создание интерфейса взаимодействия с руководством, разработку базы знаний MES – уровня, разработку «эталонной модели» для повышения эффективности процесса управления.

К основному функционалу СППР можно отнести:

– оказание помощи диспетчеру при оперативном управлении предприятием в штатном и нештатном режимах;
– минимизация влияния человеческого фактора при принятии решений по управлению промыслом;
– интеллектуальная поддержка решения диспетчерских задач, повышающая надежность и эффективность функционирования АСУ ТП;
– анализ режима работы на основе информации поступающей от системы автоматики и телемеханики объектов месторождения.

Для эффективного взаимодействия СППР с оператором, актуальна интеграция данной системы в существующие видовые кадры АРМ, с которыми оператор привык работать. Интерфейс СППР вызывается с мнемосхемы промысла и представляет собой панель в правой части экрана. На рисунке 2 представлен один из разработанных вариантов интерфейса СППР.

Рис. 2. Интерфейс СППР

В настоящее время основным приоритетом является обеспечение безопасности производства, сохранение жизни и здоровья персонала. Также ежегодно увеличиваются вычислительные мощности АСУ ТП, которые в настоящий момент полноценно не используются для анализа большого количества данных. Повысив количество алгоритмов анализа современных АСУ ТП, имеется возможность повысить качество управления (включая повышение безопасности эксплуатации) без существенных затрат на оборудование.

Актуальность проекта показала возможности:

- снижение зависимости качества протекания технологического процесса от оператора;
- повышение качества управления;
- снижение расходов на обслуживание, поверку и ремонт;
- сокращение количества аварийных ситуаций или минимизация последствий.

Применимость данного проекта возможно на любых нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих, химических производствах.

Литература

1. Зебзеев, А. Г. Реинжиниринг и интеллектуализация систем сбора, обработки и передачи промысловой информации на нефтегазодобывающих предприятиях [Текст]: дисс … канд. тех. наук/ Зебзеев Алексей Григорьевич. – Томск, 2017. – 180 с.
2. Концепция проактивного управления сложными техническими объектами и технологии ее реализации [Текст] / М. Ю. Охтилев, В. А. Зеленцов, С. А. Потрясаев, Б. В. Соколов // Известия вузов. Приборостроение. – 2012. – Т. 55. – № 12. – С. 73–74.
3. Остроухова, Н. Г. Проактивный контроль как основа поиска и обоснования рациональных управленческих решений (на примере принятия решений о ремонте газопроводов) [Текст] / Н. Г. Остроухова // Вестник Самарского государственного экономического университета. – 2010. – № 9(71). – С. 86-88.
4. Официальный сайт ASM Consortium [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.asmconsortium.net/defined/sources/Pages/default.aspx.

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПТК "НЕВА" ДЛЯ АСУ ТП ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Новиков К.В., Космынина Н.М.
Научный руководитель - доцент Н.М. Космынина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

АСУ ТП – это совокупность технических и программных средств, для автоматизации управления оборудованием, используемым на промышленных предприятиях. [1] Одним из основных достоинств внедрения АСУ ТП является снижение влияния человека на технологический процесс. Автоматизация приводит к сокращению численности персонала, а также экономия сырья и повышению качества производимой продукции.

Задачи, решаемые с помощью АСУ ТП [4]:

- Оперативное управление
- Информационная поддержка и контроль устройств РЗА и др.
- Регистрация параметров в различных режимах
- Мониторинг состояния оборудования и технологических процессов
- Информационное взаимодействие
- Обеспечение информационной и общей безопасности

АСУ ТП электроэнергетического объекта строится на одной технической и программной платформе ПТК «НЕВА» с выполнением подсистем: получения, обработки и отражения данных; передачи данных; управления; регистрации аварийных событий; контроля и диагностики силового оборудования; противоаварийной автоматики.

Программное обеспечение верхнего уровня «СКАДА-НЕВА» обеспечивает возможность создания всех функций управления и обработки информации для АСУ ТП. Оборудование обеспечивает обмен данными по всем современным протоколам, что дает возможность взаимодействовать с другими устройствами (РЗА, ПА, АСУТП) и создавать цифровые станции используя оборудование различных производителей, поддерживающее современные протоколы связи.

Цифровая подстанция – автоматизированная, взаимодействующая в режиме единого времени с цифровыми информационными и управляющими системами и функционирующая без присутствия дежурного персонала подстанция, на данной ПС сигналы передаются между устройствами на шину процесса по каналам связи стандарта МЭК 61850 [2].

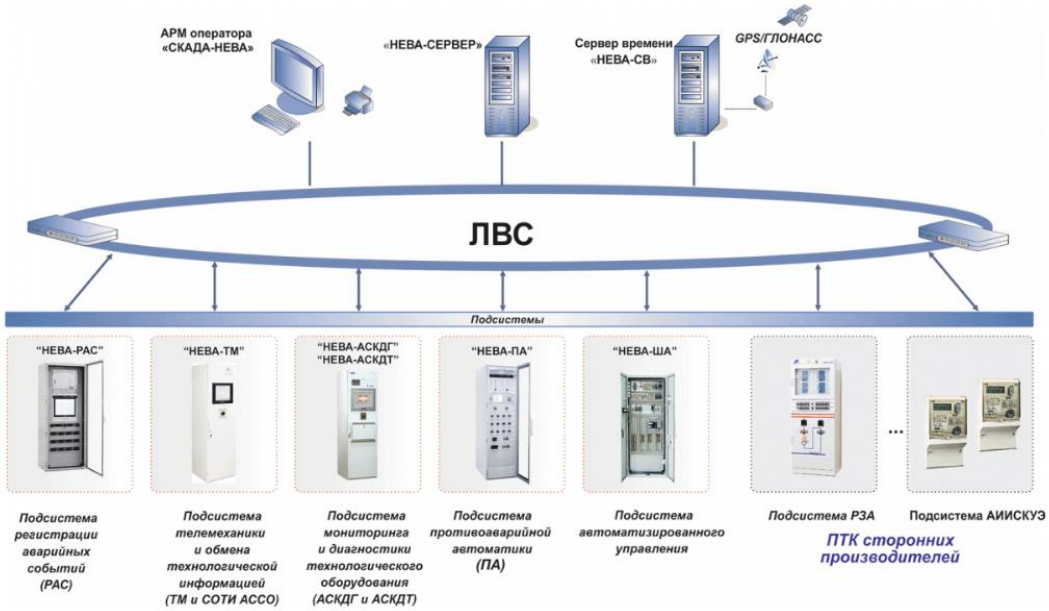


Рис. 1. Структурная схема построения АСУ ТП энергообъекта [1]

На рисунке 1 представленная ЛВС выстроена по технологии Ethernet. Технологический сегмент представлен по кольцевой схеме, связывающий активное оборудование верхнего уровня на ЦЩУ (Центральный щит управления) и на релейном щите БВС ОРУ [3].

Предусмотрено 2 основных сервера системы, работающих параллельно. Они подключены к разным точкам сети. Система способна оставаться в работе при отделении или отключении от одного из серверов, а также предусмотрены следующие сервера: времени; приема аварийных файлов; архив; два сервера телемеханики для формирования и передачи данных системному оператору; обеспечения доступа к данным АСУ ТПЭ и работы ПТК «НЕВА» в других доменах сети станции.

Автоматизированные рабочие места разделены на виды:

- С функцией управления;
- Только с возможностью наблюдения.

Предусмотрены следующие типы АРМ:

• Оперативного персонала с функцией управления и без функции управления;
• Инженера электротехнической лаборатории станции;
• Инженерная станция по обслуживанию АСУ ТПЭ.

РАС – регистратор аварийных событий. Данная система выстраивается на базе регистраторов аварийных событий «НЕВА-РАС». Ее главной задачей является запись происходящих аварийных событий в электроустановках, регистрация работы релейной защиты и автоматики и коммутационных аппаратов в различных режимах. РАС необходим для обработки и анализа причин произошедшей аварий. В регистраторе используют выносные датчики для ввода токов и напряжений. Структурная схема приведена на рисунке 2.

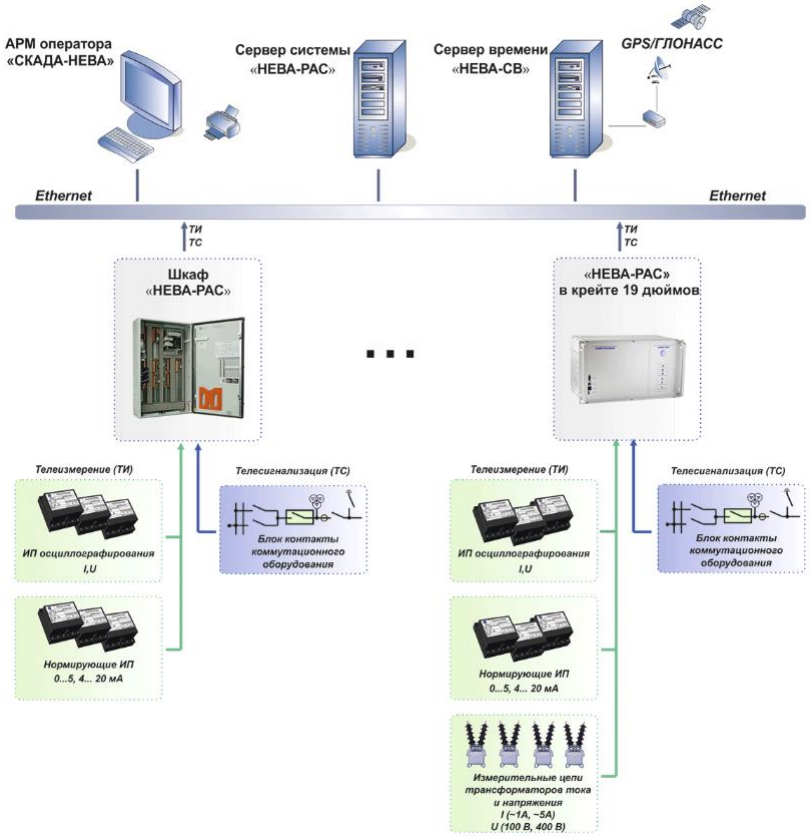


Рис. 2. Структура системы РАС

Добавление к системе РАС сервера телекоммуникации и устройств для сбора данных режима позволяет осуществить системы: телемеханики «НЕВА-ТМ», сбора и передачи информации (ССПИ), обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора (СОТИ АССО).

Системы ТМ, ССПИ, СОТИ АССО создаются для сбора информации об оборудовании объекта электроэнергетики, обработки собираемой информации, отображения информации на рабочих местах пользователей систем передачи информации на уровень диспетчерской службы предоставления собираемой информации в другие подсистемы АСУТП объекта.

Система телемеханики обеспечивает высокую скорость, достаточную точность и надежность сбора, передачи информации. Все используемые в системе элементы оборудования рассчитаны на продолжительный режим эксплуатации, работы по обслуживанию и конфигурации выполняются без исключения из работы системы.

Литература

1. АСУ ТП [Электронный ресурс]. – обращение к документу 10.02.2021 г. https://www.energosoyuz.spb.ru/ru/content/asu-tp - Загл. с экрана;
2. Стандарт организации ПАО «РОССЕТИ». Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ. СТО 34.01-21-004-2019;
3. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС». Типовые технические требования к организации и производительности технологических ЛВС в АСУ ТП ПС ЕНЭС СТО 56947007- 29.240.10.302-2020.
4. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС». Типовые технические требования к функциональной структуре автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций Единой национальной электрической сети СТО 56947007- 25.040.40.227-2016.

НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИЦИОННЫХ ТОПЛИВ ИЗ ПРОМЫШЛЕННЫХ И КОММУНАЛЬНЫХ ОТХОДОВ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ

Паушкина К.К.

Научный руководитель - доцент Д.О. Глушков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день одной из основных экологических проблем во всем мире является высокие темпы производства и накопления промышленных и коммунальных отходов. Только на территории Российской Федерации на полигонах уже накоплено и хранится более 94 млрд. т твердых отходов, которые занимают площадь более 150 тыс. гектар [1]. Ежегодно во всем мире производится более 2,1 млрд. т твердых коммунальных отходов [4].

Мусоросжигание – это один из самых эффективных способов утилизации отходов, но проектирование, строительство и эксплуатация технически сложных промышленных объектов являются экономически затратными мероприятиями. Для сжигания твердых коммунальных отходов (ТКО) рационально использовать существующие объекты с развитой инфраструктурой, например, угольные ТЭС и котельные. После модернизации систем топливоприготовления и топливоподачи угольные котлы можно использовать для работы на композиционном жидком топливе, состоящем из отходов углеобогащения (или смеси низкосортного угля с водой), отработанных масел и горючих ТКО (бумага, древесина, пластик, резина). Актуальной задачей для разработки основ технологий применения композиционных топлив на практике является исследование характеристик зажигания и горения одиночных капель перспективных топливных составов при добавлении в небольших количествах (до 20%) типичных ТКО.

Данная работа проводилась с целью экспериментального изучения процессов зажигания и горения одиночных капель группы составов жидких композиционных топлив, отличающихся как дополнительными компонентами из числа типичных горючих ТКО, так и их концентрацией.

Исследование выполнено для трех групп составов композиционного топлива на основе фильтр-кека (ФК). Фильтр-кек – это отход углеобогащения, состоящий из мелкодисперсной (не более 80 мкм) угольной фракции с добавлением воды (массовая концентрация около 50%). Фильтр-кек является экологически опасным отходом, так как при складировании на открытых полигонах вода из него испаряется, и сухая угольная пыль и разносится ветром на огромные площади приводя к осложнению экологических проблем в близлежащих районах.

Для приготовления рассматриваемых в данной работе составов композиционного жидкого топлива использовалась методика [2, 3]. Каждая из основных горючих фракций ТКО (пластик, резина, древесина, картон) измельчалась при помощи мельницы до дисперсности менее 140 мкм. Далее готовились три группы топливных составов. Первые две группы составов получались при перемешивании ФК и ТКО с разной концентрацией последнего (10 и 20%). Третья группа составов состояла из ФК, ТКО и отработанного турбинного масла (70% - 20% - 10%). Также эксперименты проводились с базовыми составами: ФК без добавления каких-либо компонентов, смесь 90% ФК и 10% отработанного турбинного масла (без добавления ТКО).

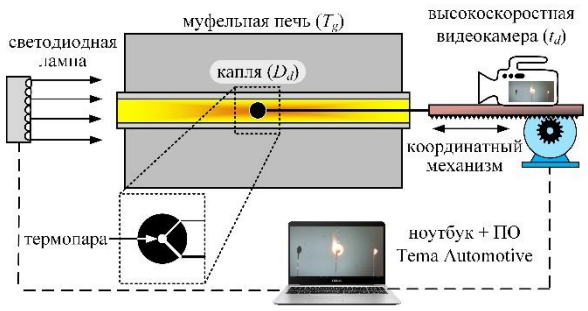


Рис. 1. Схема экспериментального стенда

Зажигание и горение одиночных капель композиционных топлив, сгенерированных электронным дозатором Finnpipette Novus, исследованы с использованием экспериментального стенда на рис. 1. При идентичных начальных условиях проводились циклы из 5–7 экспериментов. Основным элементом стенда (рис. 1) является муфельная печь Loiplf50/500-1200, во внутреннюю прогретую (T_g) полость которой вводилась капля топлива на держателе. Перемещение капли производилось при помощи координатного механизма СПШ20-23017/2000Z. Процессы прогрева, зажигания и горения регистрировались высокоскоростной видеокамерой Phantom V411. Посредством отслеживания в алгоритме Threshold (ПО Tema Automotive) светимости капли во времени регистрировались времена задержки зажигания (t_d) капель (случайные погрешности для серий экспериментов – менее 10%, систематические погрешности – менее 3%).

В результате экспериментальных исследований с использованием высокоскоростной видеорегистрации выделена совокупность стадий взаимодействия одиночной капли топливной композиции с разогретым воздухом: инертный прогрев, испарение воды с приповерхностного слоя, термическое разложение твердых горючих компонентов (уголь и ТКО), смешение горючих газов и паров с окислителем, воспламенение и выгорание газовой смеси, прогрев твердого остатка, его гетерогенное зажигание и горение.

В результате проведенных измерений были построены (рис. 2) области гарантированных времен задержки зажигания топливных композиций в условиях, приближенным к реальным условиям в топках котлов – T_g варьировалась от 600 до 1000 °С. Минимальные значения времен задержки зажигания характерны для высоких температур окружающего воздуха и составляют порядка 3 с; максимальные, соответственно, типичны для низких температур и достигают 25 с. Кроме того, для всех групп составов были построены температурные тренды процесса взаимодействия капель с разогретым окислителем (рис. 3): температура в центре капли достигает максимальных значений в 1300 °С при сжигании составов, содержащих 10% отработанного масла, что положительно влияет на снижение концентраций диоксинов и фуранов в дымовых газах [5].

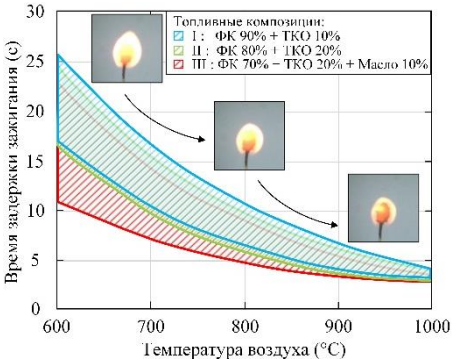


Рис. 2. Области (выделены цветом) времен задержки зажигания для трех групп составов композиционного жидкого топлива

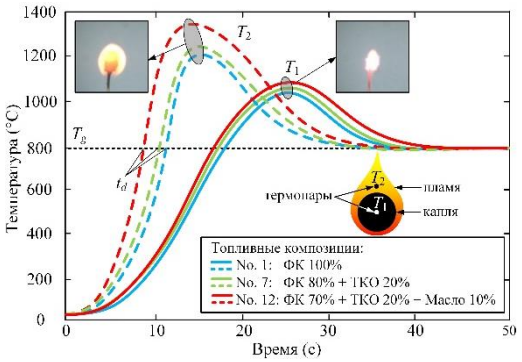


Рис. 3. Изменение температуры капель начальным диаметром 2 мм разных составов композиционного жидкого топлива в течение индукционного периода при T_g=800 °C

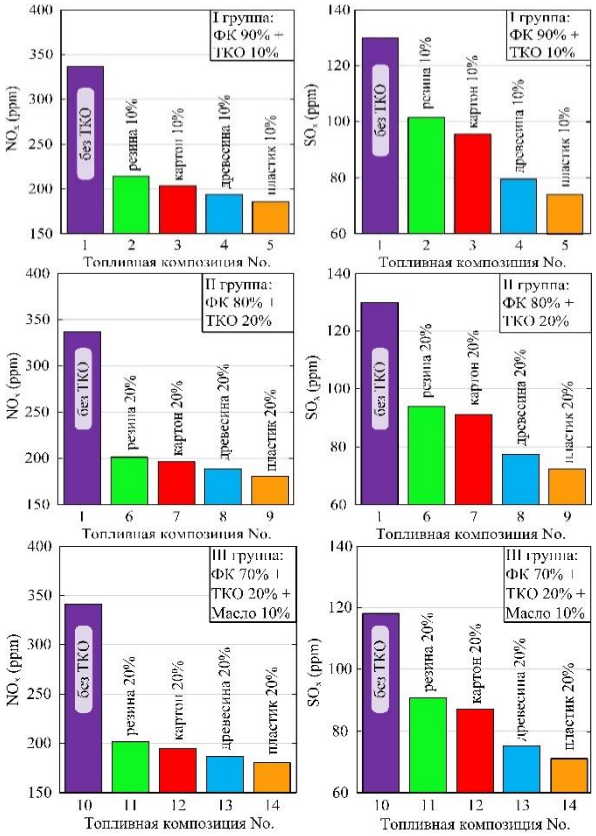


Рис. 4. Нормированные (по теплоте сгорания ФК) концентрации NO_x и SO_x в газообразных продуктах сгорания для трех групп составов композиционного жидкого топлива

Анализ состава продуктов сгорания с помощью газоанализатора Testo 340, который монтировался на стенде (рис. 1) вместо видеокамеры. Концентрации оксидов углерода при сжигании топлива с компонентами ТКО отличаются менее существенно по сравнению с оксидами азота и серы и составляют: CO_2 – 16–18%, CO – не более 370 ppm. При добавлении в состав композиционного топлива разных ТКО наибольшие отличия концентраций NO_x составляет 50% (150 ppm), SO_x – 40% (50 ppm). Такие отличия являются существенными, т.к. максимальные концентрации NO_x и SO_x в продуктах сгорания исходного ФК составляют 340 ppm и 130 ppm, соответственно. Для составов с 20%-й добавкой ТКО концентрации NO_x и SO_x меньше на 5–10% по сравнению с соответствующими составами при 10%-й добавке ТКО. В случае добавления в топливо отработанного масла концентрации NO_x и SO_x больше на 18–22% и на 10–12% по сравнению с соответствующими составами без добавления горючей жидкости. Т.о., чем больше ТКО в составе композиционного топлива, тем меньше в газообразных продуктах сгорания оксидов серы и азота по сравнению с чистым ФК без ТКО. Ухудшение экологических характеристик, связанное с добавлением отработанных масел, не превышает предельно допустимые концентрации выбросов загрязняющих веществ котлов для сжигания твердого топлива. Резюмируя вышесказанное, можно утверждать, что полученные результаты являются основой для разработки экономически, энергетически и экологически эффективных технологий утилизации твердых коммунальных отходов с выработкой энергии при путем сжигания в составе композиционных топлив в топках котлов.

Исследование выполнено при поддержке гранта РФФИ № 18-43-700001 р_а.

Литература

1. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2016 году» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.mnr.gov.ru/docs/.
2. Glushkov, D. Co-combustion of coal processing waste, oil refining waste and municipal solid waste: Mechanism, characteristics, emissions [Text] / D. Glushkov, K. Paushkina, D. Shabardin // Chemosphere. – 2020. – V. 240. – Article number. 124892. DOI: 10.1016/j.chemosphere.2019.124892.
3. Glushkov, D. Influence of organic coal-water fuel composition on the characteristics of sustainable droplet ignition [Text] / D. Glushkov, D. Shabardin, P. Strizhak, K. Vershinina // Fuel Processing Technology. – 2016. – V. 143. – P. 60–68. DOI: 10.1016/j.fuproc.2015.11.014.
4. Kaza S., Yao L., Bhada-Tata P., Van Woerden F. What a Waste 2.0: A Global Snapshot of Solid Waste Management to 2050 –Washington, DC: World Bank, 2018. – 274 p.
5. Tugov, A. Experience of using municipal solid waste in the energy industry (An Overview) [Text] / A. Tugov // Thermal Engineering. – 2015. – V. 62(12). – P. 853–861. DOI: 10.1134/S0040601515120125.

РАЗРАБОТКА УНИВЕРСАЛЬНОЙ ГИБРИДНОЙ МОДЕЛИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

Разживин И.А., Суворов А.А., Рудник В.Е.
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазодобывающие предприятия являются значительными потребителями электроэнергии среди промышленных предприятий России. Специфика их электроснабжения обусловлена удаленностью от электроэнергетических систем, поэтому их называют децентрализованными. Некоторые объекты работают совместно с объединенной энергосистемой, но в большинстве своем нефте- и газопромыслы работают в изолированном от энергосистем режиме [5]. Основой электроэнергии для таких объектов выступают газотурбинные, газопоршневые и дизельные установки. Предлагаемое сегодня внедрение генерации на основе возобновляемых источников энергии, ввиду развития и удешевления этой отрасли, ставит новые вызовы перед энергетиками и является достаточно перспективным решением проблемы удаленности от энергосистем.

При перспективном и рабочем проектировании систем электроснабжения, с целью анализа режимов их работы, в том числе аварийных преимущественно используются результаты математического моделирования, полученные в результате решения дифференциальных уравнений моделируемой энергосистемы в известных программно-вычислительных комплексах. Авторы предлагают в качестве средства для моделирования использовать собственную разработку, позволяющую воспроизводить весь значимый спектр квазиустановившихся и переходных процессов в энергосистеме в реальном времени с гарантированной приемлемой точностью – Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем [1, 4]. В данном комплексе реализованы все основные модели оборудования энергосистемы, в том числе в качестве объектов возобновляемой энергетики разработан прототип универсального специализированного гибридного процессора, позволяющий воспроизводить процессы в ветроэнергетических установках всех 4-ех типов. Согласно положениям «Institute of Electrical and Electronics Engineers» и международной электротехнической комиссии [6, 3] принято классифицировать ветроэнергетические установки следующим образом: 1 тип – на базе асинхронной машины с короткозамкнутым ротором; 2 тип – на базе асинхронной машины с фазным ротором; 3 тип – на базе асинхронной машины с двойным питанием; 4 тип – на базе синхронной машины с возбуждением от постоянных магнитов (в основном многополюсные генераторы, без редуктора в механической части).

На рисунке представлена структура универсального специализированного процессора ветроэнергетической установки, позволяющая всережимно моделировать любой из вышеуказанных ее типов.

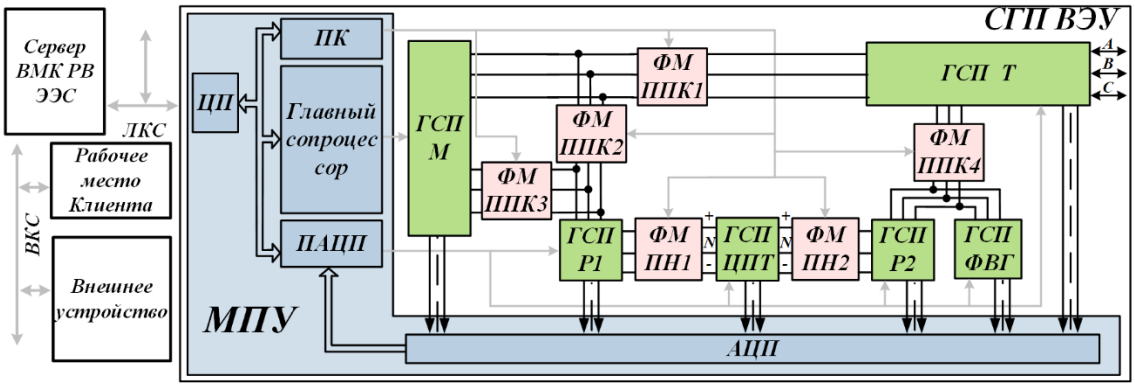


Рис. Структурная схема универсального СГП ВЭУ

В данной структурной схеме:

1) «МПУ» – Микропроцессорный узел. Отвечает за функциональную работу всего специализированного процессора. Алгоритмы управления позволяют обмениваться данными с моделирования с другими специализированными процессорами, с рабочим местом пользователя, через связь по локальной сети, сетевой коммутатор, отправляя данные на Сервер моделирующего комплекса. Другими словами, данный узел принимает и обрабатывает данные моделирования, осуществляет работу запрограммированной системы автоматического управления ветроэнергетической установки. Через данный узел в специализированный процессор ветроэнергетической установки задаются ее параметры. Данный узел отвечает и за работу широтно-импульсной модуляции, т.е. определяет состояние цифроуправляемых аналоговых ключей физической модели преобразователя напряжения («ФМ ПН 1-2»), а также через микропроцессорный узел управляются физические модели продольно-поперечных коммутаторов («ФМ ППК 1-4»). Через «ВКС» – внешнюю компьютерную сеть, например, Internet, моделирующий комплекс может соединяться с внешними устройствами: устройствами регистрации режимов и процессов в энергосистеме.

2) «ЦП» – центральный процессор является связующим звеном между процессорами внутри специализированного процессора и Сервером моделирующего комплекса. Типы процессоров: «ПАЦП» – процессор аналого-цифрового преобразования, главный сопроцессор и «ПК» – процессор коммутации. Центральный процессор синхронизирует работу всех сопроцессоров, передает данные моделирования на Сервер моделирующего комплекса, также через него происходит задание параметров модели в соответствующие гибридные сопроцессоры.

3) Процессор аналого-цифрового преобразования реализует аналого-цифровое преобразование, получает и обрабатывает (преобразовывает) информацию, полученную от гибридного сопроцессора, обеспечивает управление параметрами для всех остальных гибридных процессоров оборудования и Главного сопроцессора. Обработанные данные моделирования используются системе автоматического управления ветроэнергетической установки, в том числе и для формирования управляющих воздействий на цифроуправляемые аналоговые ключи с целью реализации широтно-импульсной модуляции.

4) Главный сопроцессор принимает данные от центрального процессора и процессора аналого-цифрового преобразования для решения модели первичного двигателя, т.е. ветротурбины, трансмиссии, реализует систему автоматического управления углом тангажа, контроллера оптимальной мощности, и транслирует выходные данные в гибридный сопроцессор электрической машины ветроэнергетической установки, который на рис. обозначен как «ГСП М».

5) Основная задача процессора коммутации – реализация широтно-импульсной модуляции, т.е. процессор коммутации формирует управляющие воздействия для цифроуправляемых аналоговых ключей физической модели преобразователя напряжения. Также к функционалу этого процессора относится реализация прочих коммутаций продольно-поперечных коммутаторов 1-4 и быстродействующей защиты преобразователя напряжения и ветроэнергетической установки в целом.

6) Каждый гибридный сопроцессор – это отдельная цифро-аналоговая структура. В них решаются системы дифференциальных уравнений математических моделей воспроизводимого оборудования. Для этого были разработаны и реализованы сопроцессоры каждого отдельного оборудования ветроэнергетической установки: «ГСП Р» – гибридный сопроцессор реакторов 1 и 2, «ГСП ФВГ» – гибридный сопроцессор фильтра высших гармоник, «ГСП ЦПТ» – гибридный сопроцессор цепи постоянного тока, «ГСП Т» – гибридный сопроцессор трансформатора (двух или трехобмоточный трансформатор). Одним из основных сопроцессоров выступает сопроцессор электрической машины, в котором воспроизводится модель электрической машины в зависимости от типа выбранной для работы ветроэнергетической установки, например, асинхронный генератор с фазным или короткозамкнутым ротором, синхронный генератор с возбуждением от постоянных магнитов. Решение математических моделей в сопроцессорах осуществляется методом точного непрерывного неявного интегрирования на неограниченном интервале [2].

Универсальность разработанного специализированного гибридного процессора достигается за счет возможности изменения параметров всех сопроцессоров и конечно же выбора типа ветроэнергетической установки путем управления физическими моделями продольно-поперечных коммутаторов 1-4, изменения состояния которых позволяет конфигурировать различные схемы ветроэнергетической установки:

- при включенном состоянии продольно-поперечного коммутатора 1, и отключённом состоянии продольно-поперечных коммутаторов 2, 3 и 4 возможно воспроизведение ветроэнергетической установки 1-го и 2-го типа;
- при включенном состоянии продольно-поперечных коммутаторов 1, 3 и 4, и отключённом состоянии продольно-поперечного коммутатора 2 возможно воспроизведение ветроэнергетической установки 3-го типа;
- при включенном состоянии продольно-поперечных коммутаторов 2 и 4, и отключённом состоянии продольно-поперечных коммутаторов 1 и 3 возможно воспроизведение ветроэнергетической установки 4-го типа.

Таким образом, применение в качестве инструмента Всережимного моделирующего комплекса и созданного универсального процессора ветроэнергетической установки позволит на стадии проектирования рассмотреть всевозможные режимы работы любых ветроэнергетических установок на объектах электроснабжения нефтегазодобывающих предприятий.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант МК-3249.2021.4

Литература

1. Аскаров, А.Б. Применение всережимного моделирующего комплекса для энергосистем с распределенной генерацией [Текст] / А. Б. Аскаров, А. А. Суворов, М. В. Андреев // Вестник Иркутского государственного технического университета. –2019. – Т. 23. – № 1. – С. 75. – 89. DOI: 10.21285/1814-3520-2019-1-75-89.
2. Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем [Текст] / А. С. Гусев Ю. В. Хрущев, С. В. Гурин, С. В. Свечкарев, И. Л. Плодистый // Электричество. – 2009. – № 12. С. 5–8.
3. ГОСТ Р 54418.27.1–2019 (МЭК 61400-27–1:2015) Установки ветроэнергетические. Часть 27–1. Общие имитационные модели ветроэнергетических установок, присоединенных к энергосистеме. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200170025.
4. Концепция и базовая структура всережимного моделирующего комплекса [Текст] / М.В. Андреев, Ю.С. Боровиков, А. С. Гусев, А. О. Сулайманов, А. А. Суворов, Н. Ю. Рубан, Р. А. Уфа // Газовая промышленность. – 2017. – Т. 5 – № 752. С. 18–27.
5. Электроснабжение нефтегазовых комплексов и производств [Текст]: учеб. пособие / Новосибирский государственный технический университет (НГТУ); сост. Н. И. Щуров; сост. В.И. Сопов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. – 270 с.
6. Working group joint report. WECC working group on dynamic performance of wind power generation & IEEE Working group on dynamic performance of wind power generation. «Description and technical specifications for generic WTG models – A status report» EEE PES power system Conference Expo. March 2011. – 8 с.

АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОМСКОЙ ТЭЦ-3

Расписенко П.К., Космынина Н.М.
Научный руководитель - доцент Н.М. Космынина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Омская область не обладает крупными месторождениями полезных ископаемых, согласно карте прогноза нефтегазоносности мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирской плиты. Однако развитее нефтяной отрасли здесь началось раньше, чем в основных нефтяных провинциях страны. В данной области построен Омский нефтеперерабатывающий завод. Сегодня Омский НПЗ перерабатывает ежегодно около 20 млн тонн нефти. Это один из самый крупных и современных производственных комплексов в стране.

Омская ТЭЦ-3 относится к Омскому филиалу ОАО «ТГК-11». Основная задача станции – обеспечение электро- и теплоснажением таких крупных предприятий как ОАО «Газпромнефть – Омский НПЗ» и ОАО «Омский каучук», кроме этого, она снабжает жилой сектор Советского административного округа города [3].

Выдача электрической мощности ТЭЦ осуществляется на трех значениях напряжения: 6, 35 и 110 кВ, а также на напряжении 0,4 кВ для собственных нужд электростанции. На электростанции установлено пять синхронных генераторов, блоки 9ГТ, 10ГТ, 11ГТ, 12ГТ и 13ГТ, типа ТВФ-63-2 ЕУЗ. Два генератора, блоки 7Г и 8Г, типа ТВС-32-2УЗ. Два генератора, блоки 4Г и 6Г, типа Т-25-2. Генераторы 12ГТ, 13ГТ и 9ГТ подключены к ОРУ-110 кВ, генераторы 10ГТ и 11ГТ подключены к ОРУ-110 кВ и к ОРУ-35 кВ. Генераторы 4Г, 6Г, 7Г и 8Г подключены к ГРУ 6кВ, которое соединено с ОРУ -35 кВ и ОРУ-110 кВ. На напряжении 110 кВ осуществлена связь с энергосистемой по воздушным линиям ВЛ-110 кВ С-61, С-62 на ПС 220/110 кВ «Лузино». Также по ВЛ-110 кВ С-19, С-20 на ПС 110 кВ «Октябрьская». Главными потребителями являются Омский НПЗ и предприятия, специализирующиеся на выпуске синтетического каучука, шин и полимеров. Структурная схема Омской ТЭЦ – 3 представлена на рисунке 1 [3].

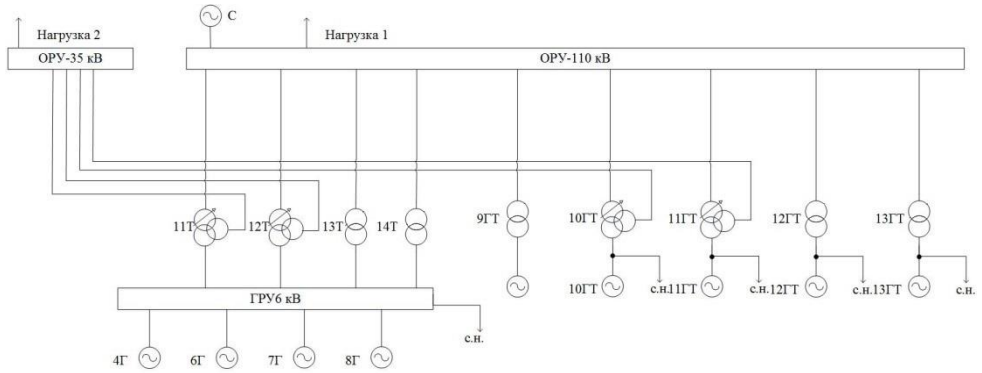


Рис. 1. Структурная схема ТЭЦ – 3

Турбогенераторы ТВФ-63-2 ЕУЗ. Номинальная активная мощность составляет 63 МВт. Номинальное напряжение 6300 В. Имеют непосредственное водородное охлаждение обмотки ротора и сердечника статора. Также имеется косвенное водородное охлаждение обмотки статора. Система возбуждения: тиристорная система самовозбуждения. Турбогенераторы ТВС-32-2УЗ. Номинальная активная мощность составляет 32 МВт. Турбогенераторы выполнены с непосредственным водородным охлаждением сердечника статора и косвенным водородным охлаждением обмотки ротора и статора. Номинальное напряжение 6300 В. Система возбуждения: машинная система возбуждения. Турбогенераторы серии Т-25-2. Номинальная активная мощность составляет 25 МВт. Номинальное напряжение 6300 В. Турбогенераторы выполнены с косвенным воздушным охлаждением обмотки и сердечника статора. Система возбуждения: бесщеточная система самовозбуждения [2].

В блоках 9ГТ, 12ГТ и 13ГТ установлен силовой трансформатор ТДЦ-80000/110. Т – трехфазный; ДЦ - принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла; 80000/110 – мощностью 80 МВ·А, класс напряжения 110 кВ. Без РПН. В блоках 10ГТ и 11ГТ установлены трансформаторы типа ТДЦТН-80000/110. Т – трехфазный; ДЦ - принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла; Т – трехобмоточный, Н – имеется РПН; 80000/110 – мощностью 80 МВ·А, класс напряжения 110 кВ. Блоки 14Т и 13Т снабжены трансформаторами ТД-40000/110. Т – трехфазный; Д - принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла; 40000/110 – мощностью 40 МВ·А, класс напряжения 110 кВ. Без РПН.

Собственные нужды станции запитаны двумя ступенями: первая ступень РУСН-6 кВ, вторая ступень - РУСН-0,4 кВ. РУСН-6 кВ главного корпуса состоит из 14 агрегатных секций и двух общестанционных секций. Ввод рабочего питания секций РУСН -6 кВ выполнен линиями от секций ГРУ 6 кВ. Также секции запитываются отпайками шинопроводов генераторного напряжения от блоков генератор трансформатор. Осуществлено соединение питания с.н. к шинам ГРУ и к шинам повышенного напряжения. Сборные шины разделены на секции, согласно требованию: одна секция на котел. На каждой секции предусмотрен ввод резервного источника питания. Общестанционные потребители подключены к рабочим секциям РУСН 6 кВ, при этом двигатели и трансформаторы 6/0.4 кВ распределены равномерно по секциям, также, как и секции собственных нужд блоков с питательными насосами. РУСН-0,4 кВ Главного корпуса состоит из 14 секций, секции 1-12 разделены на полусекции.

Омская ТЭЦ-3 имеет смешанную схему включения генераторов, питание собственных нужд осуществлено частично от шин ГРУ и частично от блоков генератор-трансформатор. Осуществлено соединение питания с.н. к шинам ГРУ и к шинам повышенного напряжения. Сборные шины разделены на секции, согласно требованию: одна секция на котел. На каждой секции предусмотрен ввод резервного источника питания. Общестанционные потребители подключены к рабочим секциям РУСН 6 кВ, при этом двигатели и трансформаторы 6/0.4 кВ распределены равномерно по секциям, также, как и секции собственных нужд блоков с питательными насосами. Из этого следует, что схема собственных нужд соответствует нормам проектирования, сама схема собственных нужд изображена на рисунке 2 [3].

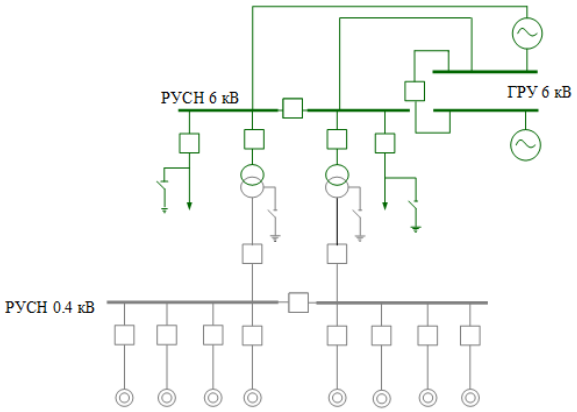


Рис. 2. Пример структурной схемы собственных нужд

На станции реализована автоматизированная система контроля и диагностики генераторов «НЕВА-АСКДГ». Функцией которой является контроль и диагностирование технологических параметров генератора и его вспомогательных систем. Контроль производится во всех эксплуатационных режимах. Система «НЕВА-АСКДГ» состоит из нескольких уровней. Первый уровень (нижний) – уровень первичных датчиков, которые проводят измерения. Второй уровень (средний) – уровень первичной обработки данным подсистемами и их дальнейшая передача на центральный контроллер. Центральный контроллер (высший) – производит запись информации и проводит углубленный диагностический анализ генератора по контролируемым параметрам, регистрирует аварии и запускает сигнализацию. Также он необходим для визуализации данных для оперативного персонала Передача данных и событий в сеть АСУ станции осуществляется по каналам Ethernet. [4].

Также на станции активно применяется протокол GOOSE сообщений, предусмотренный стандартом МЭК 61850. Нужен он для обмена сигналами между различными устройствами в цифровом виде, например, устройства РЗА. GOOSE сообщения представляют собой пакеты данных. В которых может быть упаковано как одно значение, сигнал запуска МТЗ, так и одновременно несколько, сигнал пуска и сигнал о размыкании ключа. Устройство получатель извлечет лишь то, что ему необходимо. По своему назначению, GOOSE сообщения призваны заменить передачу дискретных сигналов по сети оперативного тока.

Литература

1. Стандарт организации ЦКБ Энергоремонт 70238424.29.160.20.004-2009. Турбогенераторы серии ТВС. Групповые технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования. М.: ЗАО ЦКБ Энергоремонт, 2009.
2. Техническая документация Омской ТЭЦ - 3. [Электронный ресурс] / URL: https://energybase.ru/power-plant/Omsk_CHP-3 свободный. – Яз. рус. Дата обращения: 13.11.2020 г.
3. РАО «ЕЭС РОССИИ» свод правил по проектированию тепловых электрических станций СП ТЭС-2007.
4. Комплексные решения построения АСУ ТП электрической части объекта [Электронный ресурс] / URL: https://www.energosoyuz.spb.ru/ru/content/asu-tp свободный. – Яз. рус. Дата обращения: 15.11.2020 г.

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НИЗКОСОРТНЫХ ТОПЛИВНЫХ ПЕЛЛЕТ

Романов Д.С.
Научный руководитель - К.Ю. Вершинина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Использование пеллетированного топлива позволяет избежать трудностей при эксплуатации некоторых горючих компонентов [1]. Основными преимуществами топливных брикетов являются удобство хранения, транспортировки и подачи топлива в камеру сгорания [1]. Чаще всего компонентом брикетированного топлива является биомасса, которая в исходном состоянии имеет низкую плотность и высокую влажность. Однако биотопливо обладает рядом экологических, эксплуатационных и стоимостных преимуществ по сравнению с углем и мазутом, используемых на котельных агрегатах.

Одной из основных задач в области производства и использования пеллетированного топлива является улучшение эксплуатационных характеристик топливных пеллет (прочность, влагостойкость, способность сохранять свойства при хранении). Для улучшения прочностных характеристик пеллет могут использоваться термическая обработка и дополнительные компоненты, улучшающие долговечность, плотность и характеристики горения пеллетированного топлива.

Помимо биомассы, в качестве компонентов топливных брикет можно использовать отходы угольной промышленности. В отличие от смесей биомассы или угля/биомассы, угольные отходы мало изучены. Несмотря на это, отходы переработки угля обладают высоким потенциалом в качестве сырья для пеллет по причинам их доступности и достаточной калорийности (теплотворная способность сухой массы в среднем составляет 16–20 МДж/кг).

Целью данной работы является экспериментальное определение эксплуатационных и энергетических характеристик многокомпонентных топливных пеллет на основе отходов углеобогащения, растительных отходов, торфа, крахмала и отработанного масла.

В качестве основного компонента топливных смесей использован фильтр-кек Д, являющийся типичным отходом углеобогащения. В качестве дополнительных компонентов были использованы торф, солома, крахмал и компрессорное масло. В работе рассматривались следующие топливные смеси:

(1) 90% фильтр-кек Д, 10% компрессорное масло;
(2) 90% фильтр-кек Д, 10% торф;
(3) 90% фильтр-кек Д, 10% солома;
(4) 85% фильтр-кек Д, 10% компрессорное масло, 5% крахмал;
(5) 85% фильтр-кек Д, 10% торф, 5% крахмал;
(6) 85% фильтр-кек Д, 10% солома, 5% крахмал.

Выбор компонентов топливных смесей обусловлен их большими доступными объемами (накопленными и ежегодно формируемыми) и выраженным энергетическим потенциалом (средние значения калорийности топлива соответствует диапазону, приемлемому для энергетических установок). В качестве связующей добавки применялся крахмал, поскольку этот компонент, в сравнении с некоторыми типичными связующими (смолы, зольные остатки, жмыхи), считается достаточно перспективным для увеличения прочности пеллет на разрыв и устойчивости к ударам, а также в высокой степени распространен и доступен.

Схема подготовки компонентов, приготовления пеллет и проведения эксперимента представлена на рисунке 1. Определение эксплуатационных характеристик происходило согласно методике, описанной в [2].

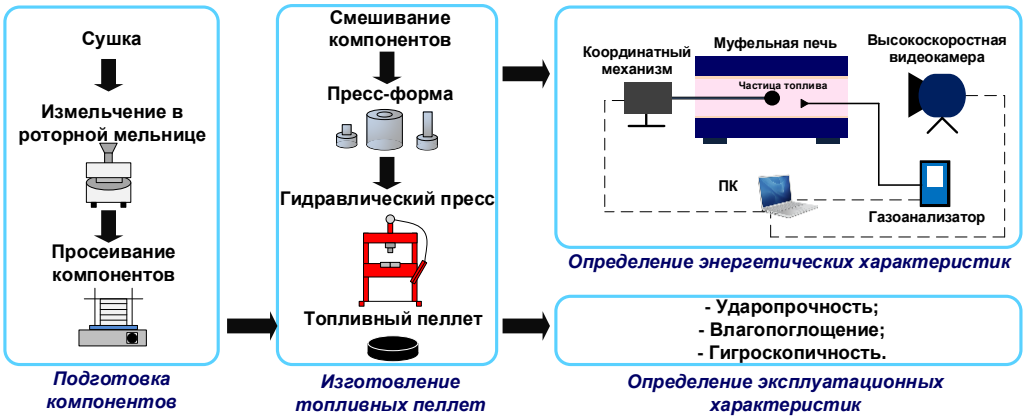


Рис. 1. Схема проведения эксперимента

Одной из важных эксплуатационных характеристик является ударопрочность. На рисунке 2 представлены результаты исследования по определению ударопрочности топливных пеллет.

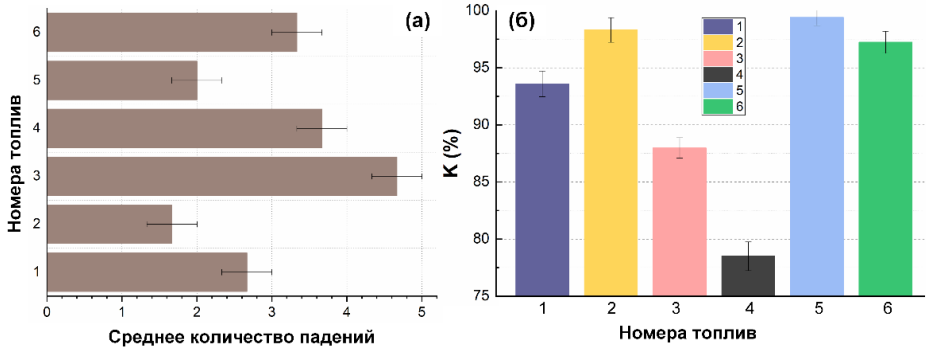


Рис. 2. Определение эксплуатационных характеристик: (а) число падений до разрушения; (б) коэффициент потери массы

На рис. 2а показано среднее количество падений до разрушения для пеллет различного компонентного состава. Использование крахмала в составе топлива улучшило прочностные характеристики гранул, содержащих компрессорное масло и торф. В частности, количество падений с потерей механической целостности увеличилось в 1,2–1,4 раза. На рисунке 2б показан коэффициент потери массы для топлив с различным компонентным составом. Композиция на основе фильтр-кека и торфа с крахмалом или без него показала наименьшую потерю массы (около 2%).

Одним из этапов исследования являлось определение энергетических характеристик топливных пеллет. Результаты экспериментов представлены на рисунке 3.

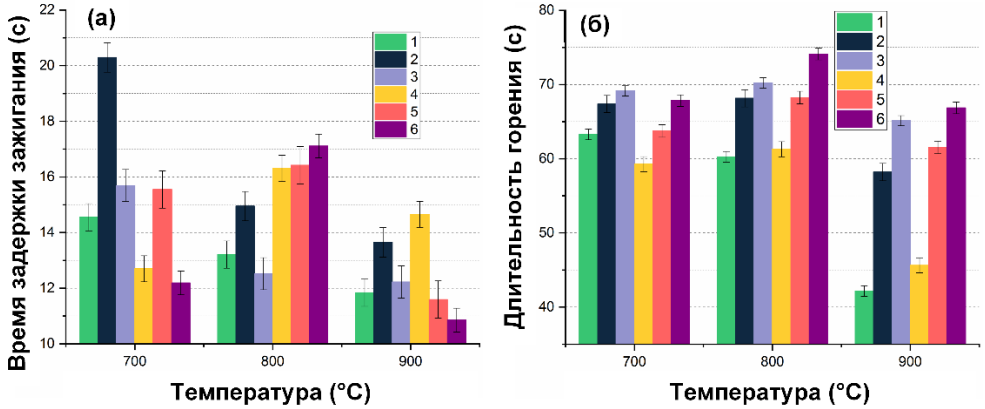


Рис. 3. Определение энергетических характеристик: (а) времена задержки зажигания; (б) длительность горения

Добавка крахмала в топливные смеси оказала неоднозначное влияние на результаты экспериментов. При 700°C времена задержки гетерогенного зажигания у композиций с крахмалом снизились на 10–20%. При 800 °C задержка гетерогенного зажигания была выше для смесей с крахмалом, также наблюдалось более длительное газофазное горение для всех топливных композиций с добавкой крахмала. Как показывают эксперименты, добавление крахмала существенно не влияет на длительность горения топливных смесей. Разница в результатах не более 10%. Это связано с тем, что крахмал как добавка позволяет образовывать более прочную структуру топливного пеллета и уменьшает полноту прогорания топлива на низких температурах (700°C). Однако при увеличении температуры до 800°C, длительность горения увеличивается, что свидетельствует о снижении недожега и более полном окислении органического вещества.

Пеллеты на основе угольных отходов с различными добавками обладают высоким экологическим и энергетическим потенциалом. Несмотря на привлекательные энергетические показатели и влагостойкость, пеллеты на основе угольного шлама и отработанного компрессорного масла теряли свою прочность при хранении более 24 часов. Использование крахмала нецелесообразно для гранул из угольного шлама и соломы для улучшения их механической устойчивости. Крахмал лучше всего использовать для композиций, не содержащих биомассу или торф. Это обеспечит значительное повышение прочности этих гранул при транспортировке и хранении.

Литература

1. Karkania V., Fanara E., Zabaniotou A. Review of sustainable biomass pellets production – A study for agricultural residues pellets' market in Greece. Renew Sustain Energy Rev 2012; 16:1426–36.
2. Lubwama M., Yiga V., Muhairwe F., Kihedu J. Physical and combustion properties of agricultural residue bio-char bio-composite briquettes as sustainable domestic energy sources. Renew Energy 2020;148: 1002–16.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛАХ

Рудник В.Е., Рубан Н.Ю., Бай Ю.Д.
Научный руководитель - доцент Н.Ю. Рубан
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одними из главных источников электроснабжения газовых и нефтяных промыслов являются электроэнергетические сети различных распределительных сетевых компаний, а также автономные электростанции [1]. Для электроснабжения нефтяных и газовых промыслов отдаленных месторождений, которые затруднительно подключить к единой энергосистеме, чаще всего применяются автономные газотурбинные установки, использующие в качестве топлива природный газ. Так же стоит отметить, что добыча нефти и природного газа является важной частью экономики нашей страны.

В настоящий момент наблюдается тенденция роста потребления электроэнергии у энергосистемы в целом, промышленных предприятий, у нефтяных и газовых промыслов, в связи с расширением добычи и инфраструктуры [4]. В 2019 году ввели в эксплуатацию возобновляемые источники энергии мощностью 531 МВт, на данный момент ориентировочная мощность возобновляемых источников энергии составляет порядка 1,1 ГВт [3], но все же доля объектов возобновляемых источников энергии в единой энергосистеме России находится на уровне 0,5 % от общей

установленной мощности, которая составляет 246 ГВт [6]. Так же стоит отметить, что период ввода в эксплуатацию объектов возобновляемых источников энергии в нашей стране приходится на последние несколько лет и кажется уже достаточно внушительным. Стремясь к постоянному совершенствованию и модернизации путем использования новых технологий, многие компании в сфере газа и нефти добычи, могут рассматривать возможность использования солнечных электростанций в качестве электроснабжения промыслов (рис.1.).

Для примера на нефтеперерабатывающем заводе в городе Омске в 2019 году ввели в эксплуатацию солнечную электростанцию установленной мощности равной 1 МВт. Солнечная электростанция базируется на площади 2,5 гектар и состоит из 2,5 тысяч солнечных панелей производства российской компании «HEVEL». Это совершенно новый и уникальный проект для российской промышленности. На данный момент проект по внедрению технологий «Зеленой энергетики» является частью программы по развития нефтеперерабатывающего завода в городе Омске компании «Газпром нефть». Солнечная электростанция полностью обеспечивает электроэнергией комплекс административных зданий нефтеперерабатывающего завода, а также бытовой корпус рассчитанный на 2,6 тыс. сотрудников [2, 8].

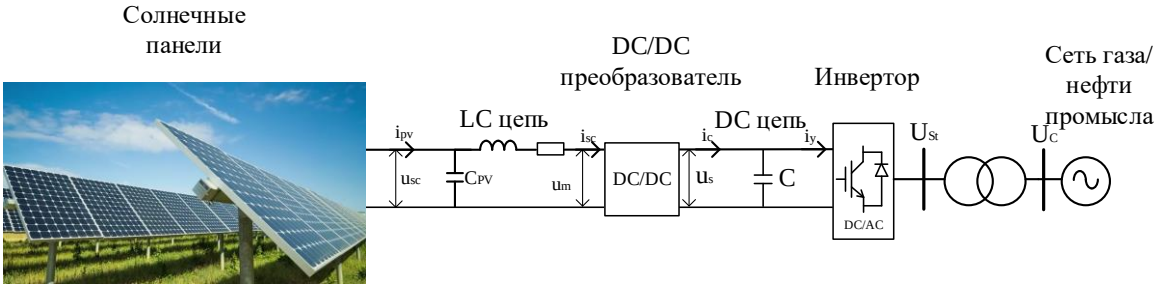


Рис. 1. Структурная схема солнечной электростанции

Солнечная электростанция – это электрическая станция, которая преобразует солнечную энергию в электрическую энергию. Солнечная электростанция состоит из массивов солнечных элементов, которые предназначены для преобразования энергии солнца в электрическую энергию, аккумуляторных батарей, которые выполняют функцию хранения электрической энергии, статического преобразователя напряжения, выполняющего функцию стабилизации напряжения, данное устройство не всегда может использоваться в солнечной электростанции и статического преобразователя напряжения, выполняющего функцию инвертора, для связи с энергосетью [5]. Так же стоит отметить преимущества солнечной электростанции:

1. Неисчерпаемость источника энергии (солнечная радиация);
2. Долгий срок службы электрической станции;
3. Экономичность;
4. Бесшумность;
5. Экологичность.

Но также солнечная электростанция имеет ряд недостатков:

1. Полная зависимость от погодных условий;
2. Высокая стоимость аккумуляторных батарей;
3. Высокая стоимость инвертора.

Если рассматривать потенциал использования солнечной энергии на территории России, то он имеет неоднородный характер, что иллюстрирует рисунок 2 [7], поэтому при использовании солнечной электростанции, как полноценной электростанции, потребуется провести анализ территории.

Несмотря на многие преимущества газотурбинных установок по сравнению с солнечными электростанциями, использование же солнечной электростанции может стать наиболее экономичным решением для объектов мощностью до 10 МВт, удаленных от основного источника питания. Для обеспечения требуемого уровня качества и надежности электроснабжения потребителей, в данном случае газового или нефтяного месторождения, должны быть источники питания, которые способны обеспечить стабильную выдачу электроэнергии при увеличениях нагрузки, например, связанной с пуском электродвигателей, поэтому солнечную электростанцию возможно подключать на параллельную работу с газотурбинной установкой. Использование солнечной электростанции и газотурбинной установки позволит увеличить срок работы газотурбинных установок, снизив их загруженность.

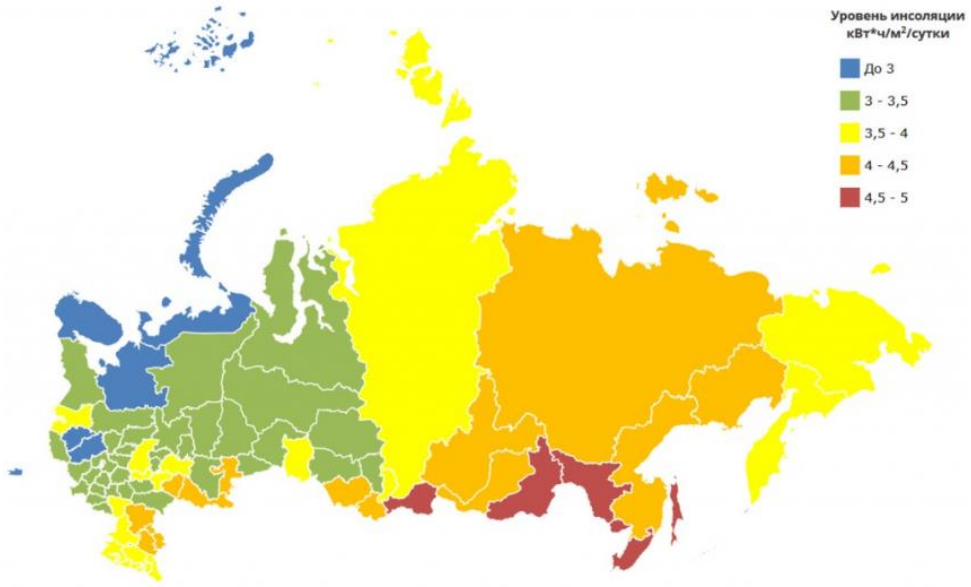


Рис. 2. Карта солнечной инсоляции в России [7]

Исходя из выше сказанного, можно сделать вывод, что применение солнечных электростанций на нефтегазовых промыслах возможно, но требует детального анализа, как местности, на которой находится промысел, так и особенности его электроснабжения.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант МК-5320.2021.4

Литература

1. Абрамович, Б. Н. Электроснабжение нефтегазовых предприятий: учеб. пособие / Б. Н. Абрамович, Ю. А. Сычев, Д. А. Устинов.: – Санкт-Петербургский государственный горный институт. СПб, 2008. – 81с.
2. Газпром нефть. «Газпром нефть» начала производить солнечную электроэнергию на Омском НПЗ [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom-neft-nachala-proizvodit-solnechnuyu-elektroenergiyu-na-omskom-npz/, свободный – (10.02.2021).
3. Министерство энергетики Российской Федерации Возобновляемые источники энергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://surl.li/mvgx, свободный – (10.02.2021).
4. Отчеты о функционировании Единой энергетической системы. АО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://so-ups.ru/index.php?id=ups_reports, свободный – (10.02.2021).
5. Пионкевич, В. А. Аспекты практического применения солнечных установок для электроснабжения промышленных и сельскохозяйственных потребителей. / В. А. Пионкевич // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2016. – №5. – С. 129-134.
6. СО ЕЭС России. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2019 году (31 января 2020 г.) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc-ups/, свободный – (10.02.2021).
7. ENERGY Альтернативная. Как рассчитать количество солнечной энергии в регионе [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.betaenergy.ru/insolation/, свободный – (10.02.2021).
8. HEVEL. Проекты [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.hevelsolar.com/kz/projects/omskii-npz-pao-gazpromneft/, свободный – (10.02.2021).

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ТЭЦ МОЩНОСТЬЮ 94 МВТ

Савчук В.В., Космынина Н.М.

Научный руководитель - доцент Н.М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ТЭЦ мощностью 94 МВт расположена в г. Кемерово. Электрическая мощность необходима для энергоснабжения промышленных предприятий, в тот числе для крупного химического комбината; нужд города. Тепловой мощностью в виде тепла и горячей воды станция обеспечивает население и промышленные предприятия. Последнему уделяется особое внимание: завершено строительство тепломагистрали от станции в районы города, что позволило работать станции в экономичном тепловом режиме [1].

В настоящее время электростанция обеспечена необходимыми инженерными и транспортными коммуникациями, соответствующей инфраструктурой, необходимой для производства тепловой и электрической энергий, а также выдачи энергии во внешние сети.

На рис. 1 представлена структурная схема выдачи электроэнергии электростанции.

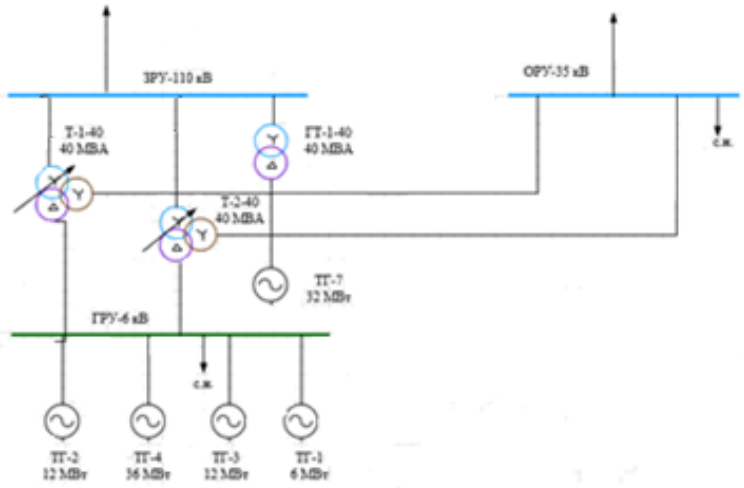


Рис. 1. Структурная схема электростанции

Электростанция имеет три распределительных устройства: ГРУ - 6 кВ - генераторное распределительное устройство напряжение 6 кВ; ОРУ - 35 кВ - распределительное устройство открытого типа напряжением 35 кВ; ЗРУ - 110 кВ - распределительное устройство закрытого типа напряжением 110 кВ, вид исполнения типа распределительного устройства 110 кВ определялся сложной экологической обстановкой района в период строительства электростанции.

Описание подключения турбогенераторов [3].

Для производства электроэнергии используются пять турбогенераторов:

ТГ-1 - подключен непосредственно к генераторному распределительному устройству;

ТГ-2 - подключен непосредственно к генераторному распределительному устройству;

ТГ-3 - подключен непосредственно к генераторному распределительному устройству;

ТГ-4 - подключен непосредственно к генераторному распределительному устройству;

ТГ-7 - подключен к закрытому распределительному устройству 110 кВ через силовой трансформатор по схеме блока генератор - двухобмоточный трансформатор без генераторного выключателя.

Описание связи между распределительными устройствами электростанции.

Связь между РУ - 6кВ, РУ - 110 кВ и РУ - 35 кВ электростанции осуществляется с помощью двух трехобмоточных силовых трансформаторов: Т1-40, Т2-40.

Двухобмоточный трансформатор ГТ-1 - 40 используется для выдачи мощности турбогенератора ТГ- 7 на распределительное устройство ЗРУ -110 кВ.

В таблице 1 приведены сведения по установленным турбогенераторам на электростанции [2].

Таблица 1

Описание турбогенераторов электростанции

Станционная маркировка	Тип турбогенератора	Описание параметров и характеристик
ТГ-1	Т-6-2У3	Т – турбогенератор; 6 – номинальная мощность в МВт; 2 – число полюсов; У3 - климатическое исполнение
ТГ-2 ТГ-3	Т-12-2	Т – турбогенератор; 12 – номинальная мощность в МВт; 2 – число полюсов.
ТГ-4	ТФП-36-2	Т – турбогенератор; Ф - непосредственное воздушное охлаждение обмотки ротора; П – турбогенератор сопрягается с паровой турбиной; 36 – номинальная мощность в МВт; 2 – число полюсов.
ТГ-7	Т-32-2	Т – турбогенератор; 32 – номинальная мощность в МВт; 2 – число полюсов.

В таблице 2 описаны силовые трансформаторы электростанции [3].

Для электроснабжения внешних потребителей на территории электростанции имеется два распределительных устройства повышенных напряжений: закрытое распределительное устройство ЗРУ 110 кВ и открытое распределительное устройство ОРУ 35 кВ (рис.1.). На рис. 2 приведен фрагмент схемы РУ.

Таблица 2

Описание силовых трансформаторов электростанции

Станционная маркировка	Тип силового трансформатора	Описание параметров и характеристик
Т-1-40, Т-2-40	ТДТН-40000/110	Трехфазный трехобмоточный с регулированием напряжения под нагрузкой. Напряжения обмоток: высшее напряжение 110 кВ; среднее напряжение - 35 кВ; низшее напряжение 6 кВ - соответствует схеме подключения трансформатора электростанции. Система охлаждения - естественная циркуляция масла с дутьем. Номинальная мощность - 40 000 кВ*А соответствует мощности, передающей с ГРУ-6 кВ на распределительные устройства ЗРУ - 110 кВ и ОРУ - 35 кВ электростанции. Регулирование напряжения под нагрузкой, что соответствует требованиям для трехобмоточных силовых трансформаторов
ГТ-1-40	ТД-40000/110	Трехфазный; высшее напряжение 110 кВ, низшее напряжение 6 кВ, что соответствует передаче мощности от турбогенератора ТГ-7 на ЗРУ 110 кВ и электростанции. Система охлаждения - естественная циркуляция масла с дутьем. Номинальная мощность - 40 000 кВ*А соответствует мощности, передающей от турбогенератора ТГ-7 на распределительное устройство ЗРУ - 110 кВ

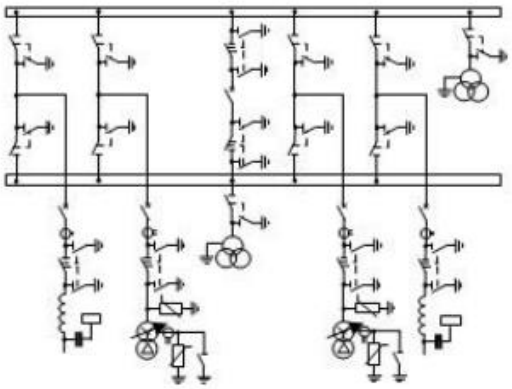


Рис.2. Фрагмент схемы распределительного устройства

ЗРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ выполнены по схеме две рабочие системы сборных шин [2].

Литература

1. Кемеровская ТЭЦ[Электронный ресурс] https://sibgenco.ru/about/company/generation/kemerovskaya-tets
2. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебн. пособие - СПб.: БВХ-Петербург, 2014. -608 с.: илл.
3. Старшинов В. А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие / В. А. Старшинов, М. В. Пираторов, М. А. Козинова; под ред. В. А. Старшинова. - Москва: Издательский дом МЭИ, 2015. - 296 с.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ДЕИЗОГЕКСАНИЗАЦИИ УСТАНОВКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ИЗОМЕРИЗАЦИИ

Соболева Е.В.

Научный руководитель - доцент И.И. Белоглазов

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

Внедрение современных технологий контроля и управления технологическими процессами в области нефтепереработки является частью комплексной программы автоматизации. Автоматизация - одно из перспективнейших направлений развития среди всех отраслей науки и техники, поскольку способствует повышению производительности труда, снижению материальных и энергетических затрат, следовательно, повышению экономической эффективности производства. Для достижения цели технологического процесса в структуре автоматизированных систем управления на производстве применяются современные комплексы технических средств,

включающие контрольно-измерительные приборы, исполнительные устройства, программируемые логические контроллеры, рабочие станции, панели оператора, скада-системы и другие программные средства.

Одним из ключевых процессов нефтепереработки является процесс низкотемпературной изомеризации. Установка низкотемпературной изомеризации отличается высокой рентабельностью и позволяет произвести высокооктановые компоненты бензинов с улучшенными экологическими свойствами. Это означает, что на выходе получается изомеризат с повышенным октановым числом, сниженным содержанием ароматических углеводородов, бензолов и олефинов, негативно сказывающихся на качестве бензина.

Цель автоматизации – поддержание постоянного целевого состава изогексановой фракции колонны деизогексанизации при стабилизации параметров – давления, температуры, расхода.

Показателем эффективности процесса является получение высокооктановых компонентов бензина (изомеризата с октановым числом по исследовательскому методу 90) при стабилизации параметров – давления, температуры, расхода. Поддержание октанового числа на заданном уровне является целью управления, а критерием управления – минимизация среднеквадратического отклонения параметров процесса: давления, расхода, температуры при максимальном выходе целевого продукта, поэтому от точности регулирования технологических параметров зависит качество продукции [1].

Колонна деизогексанизации предназначена для разделения стабильного изомеризата, продукта колонны стабилизации, на легкий изомеризат (углеводороды с4-с5), боковой погон (преимущественно 2,2-диметилбутан, метилпентаны) и кубовый продукт колонны (тяжелый изомеризат). Схема процесса деизогексанизации представлена на рисунке.

Стабильный изомеризат из блока колонны стабилизации поступает в качестве сырья на 81-ю тарелку колонны-деизогексанизатора К-4. Из сырьевого потока выделяется изогексановая фракция и боковой погон, который возвращается в качестве компонента сырья в емкость Е-4. Подвод тепла в К-4 осуществляется с помощью циркуляции части кубового продукта через рибойлеры Т-8А,Б.

Воздушный конденсатор-холодильник ВХК-4 и водяной конденсатор-холодильник ХК-4 предназначены для конденсации и охлаждения паров сверху колонны К-4, часть которых попадает в емкость для орошения Е-4. Другая часть паров поступает в емкость по байпасу для поддержания стабильного давления в емкости и колонны. Из емкости Е-4 часть изогексановой фракции подается насосом Н-13 А,Б для орошения колонны-деизогексанизатора, в то время как балансовое количество отбирается насосом Н-12 А,Б, охлаждается и выводится с установки. Боковой погон колонны К-4 отбирается с 37-ой тарелки, после чего идет в теплообменник и далее в емкость для орошения Е-4. Нижний продукт колонны К-4 – тяжелый изомеризат – откачивается насосом Н-14А,Б, охлаждается в водяном холодильнике Х-7 и выводится с установки изомеризации.

Моделирование процессов глубокой нефтепереработки, в частности изомеризации включает проверку работоспособности модели в оптимальных условиях, расчет экономической и эргономической составляющей, оценку риска производственной безопасности такой модели. Важно учесть внешние возмущения, значительно влияющие на конверсию продукта. К таким параметрам можно отнести изменение исходного состава питающего потока, изменение требований к составу промежуточных конечных фракций - именно поэтому предварительное исследование модели объекта поможет учесть эти факторы. В настоящее время для специалистов химико-технологических процессов и инженеров нефтегазопереработки представлен широкий выбор программных пакетов: Matlab, Ansys Cfx, Aspen Hysys и другие.

В статье представлено предварительное моделирование процесса деизогексанизации сырья стабильного изомеризата установки низкотемпературной изомеризации. Полученная модель адекватна, проанализировано влияние технологических параметров на качество получаемого продукта и эффективность процесса.

Для моделирования используется программное обеспечение Aspen Hysys V11, в основе пакета свойств лежит термодинамический пакет Peng-Robinson [2]. Актуальность его использования объясняется высокой степенью эффективности и надежности расчета фазовых равновесий одно-, двух- и трехфазных систем. Отдельным преимуществом является и то, что для расчета достаточно задать только температуру, давление, расход и состав потока [3].

В расчетной среде Aspen Hysys создается модель колонны-деизогексанизатора К-4, далее проводится исследование модели в статическом режиме, чтобы выяснить, какие параметры процесса оказывают наибольшее влияние на целевой параметр, а также определить зоны объекта управления и его инерционность. Изменение каждого параметра позволяет определить интервал его варьирования и, как следствие, предложить план исследования модели. В качестве параметров для анализа объекта выбраны: кратность орошения, расход орошения, расход дистиллята, расход бокового погона, расход куба. Результаты исследований показали, что наименее значимо (отличие в тысячных долях) влияют на выход продукта температура и давление стабильного изомеризата. Ряд опытов показал, что увеличение перепада давления колонны в допустимых пределах технологического регламента увеличивает температуру и давление всех потоков на выходе, а это приводит к увеличению содержания целевого 2,2-диметилбутана в боковом погоне в допустимом пределе, что сказывается на процессе положительно.

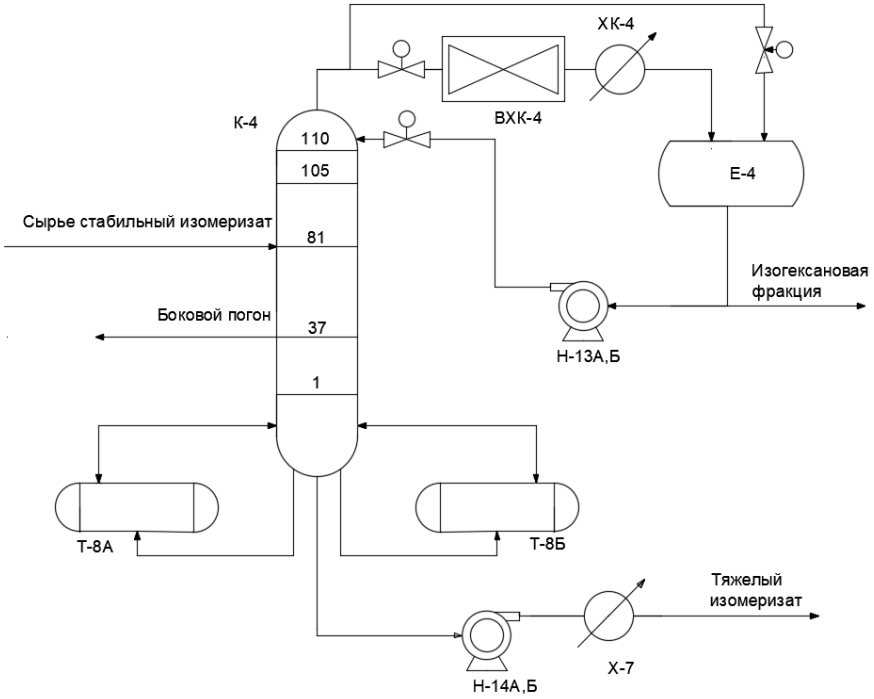


Рис. Принципиальная схема процесса деизогексанизации установки низкотемпературной изомеризации

Для дальнейшей автоматизации процесса деизогексанизации планируется выбор схемы регулирования на основе проведенного патентного анализа [4-5]. Выбранная схема будет также реализована в программе Aspen Hysys, но уже в динамическом режиме. Патентный анализ показал, что необходимым является контроль и поддержание постоянной температуры подачи потока входного сырья на питающую тарелку, стабилизация верха и куба колонны, а также температуры тарелки отбора бокового погона с целевым продуктами. В предлагаемых методах автоматического регулирования представлена схема контроля концентрации в верхней части колонны в связи со смешением потоков легкого и тяжелого изомеризата с продуктом колонны-деизопентанизатора, как способ предотвратить возможные колебания процесса и обеспечить качество продукта изомеризации [6].

Литература

1. Автоматизация процессов нефтепереработки [Текст]: уч. пос. / А. Д. Ермоленко, О. Н. Кашин, Н. В. Лисицын и др.; под. общ. ред. д-ра техн. наук В. Г. Харазова. – СПб.: Профессия, 2015. – 163 с.
2. Основы работы в программе ASPEN HYSYS [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://docplayer.ru/80119408-O-a-kuznecov-osnovy-raboty-v-programme-aspen-hysys.html.
3. Фаловский, В. И. Современный подход к моделированию фазовых превращений углеводородных систем с помощью уравнению состояния Пенга-Робинсона [Текст] / В. И. Фаловский, А. С. Хорошев, В. Г. Шахов Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2011. – Т. 13. – № 4. – С. 120 – 125.
4. Хайрулинна Г.Р. Моделирование системы управления в программной среде ASPEN HYSYS [Текст] / Г.Р. Хайрулинна // Международный научный журнал «Научные вести». – 2019. – Т. 6. – № 11. – С. 148 – 157.
5. Bolf N., Herceg S., Zeljka U. A. Continuous estimation of the key components content in the isomerization process products [Text] / N. Bolf, S. Herceg, U. A. Zeljka // Chemical Engineering Transactions. – 2018. – V. 69. – P. 79 – 84. DOI: 10.3303/CET1869014.
6. Fazlali A. R., Khondabi V. G., Mahrouei M., Tavakoli J. Optimization of Control System of Petroleum Refinery Isomerization Unit by Plant-Wide Control Principles [Text] / A.R. Fazlali, V. G. Khondabi, M. Mahrouei, J. Tavakoli // International Journal of Engineering. – 2019. – V. 32. – P. 901 – 907. DOI: 10.5829/ije.2019.32.07a.01.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СТАТКОМ НА ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 220 КВ

Сухов Е.Р., Рубан Н.Ю., Малькова Я.Ю.
Научный руководитель - доцент Н.Ю. Рубан
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с постоянным ростом спроса на электроэнергию возникает необходимость в поддержании напряжения на постоянном уровне. Именно от этого зависит качество электроэнергии, передаваемой потребителю. С решением данной проблемы успешно справляются устройства FACTS. FACTS – это комплекс технических и информационных средств автоматического управления параметрами линий электропередачи. Так СТАТКОМ можно

отнести к устройствам FACTS второго поколения. Основной функцией данного комплекса является то, что он может генерировать в сеть или потреблять реактивную мощность из сети, тем самым повышая или понижая уровень напряжения. Однако это может оказывать влияние на изменение полного сопротивления линии и, как следствие, на функционирование дистанционной релейной защиты.

В ходе работы моделируется кольцевая схема электрической сети, выполненная проводом АС300/39 [1] в пакете прикладных программ MATLAB Simulink, на которой в качестве защиты от междуфазных коротких замыканий используется дистанционная защита. Реле сопротивления, основной орган дистанционной защиты, реагирует на параметр полного сопротивления, как на функцию нескольких факторов, но зависящий в первую очередь от расстояния между местом установки дистанционной защиты и местом повреждения. Дистанционная защита состоит из трех ступеней: первая ступень охватывает 85-90% длины защищаемого участка; вторая ступень должна надежно охватывать защищаемую линию, шины противоположной подстанции и часть смежной линии; третья ступень выполняет функцию резервирования, охватывая смежную линию при отказе ее защиты.

Для срабатывания дистанционной защиты выбраны характеристики срабатывания, реализуемые в шкафе дистанционной и токовой защит линии типа ШЭ2607 021 от научно-производственного предприятия «ЭКРА». Расчет характеристик срабатывания ступеней и выдержек времени выполняется по следующим формулам [2]. Результаты расчета заносятся в таблицу:

$$z_{\text{у}}^{I} = k_{\text{н}} z_{\text{уд}} l_{\text{л}} = k_{\text{н}} z_{\text{л1}};$$
$$z_{\text{у}}^{II} \le 0{,}85 z_{\text{л1}} + \frac{0{,}66}{k_{\text{т}}} z_{\text{л2}};$$
$$z_{\text{у}}^{III} > 0{,}85 z_{\text{л1}} + \frac{0{,}78}{k_{\text{т}}} z_{\text{у}}^{II};$$
$$t_{\text{ср}}^{I} = 0;$$
$$t_{\text{ср}}^{II} = t_{\text{ср}}^{I} + \Delta t;$$
$$t_{\text{ср}}^{III} = t_{\text{ср}}^{II} + \Delta t;$$

где $z_{\text{у}}^{I}, z_{\text{у}}^{II}, z_{\text{у}}^{III}$ – зоны срабатывания ступеней; $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности ($k_{\text{н}} = 0{,}85 \div 0{,}9$); $k_{\text{т}}$ – коэффициент токораспределения ($k_{\text{т}} = 1$); $z_{\text{уд}}$ – удельное сопротивление линии; $l_{\text{л}}$ – длина защищаемой линии; $z_{\text{л1}}$ – полное сопротивление защищаемой линии; $z_{\text{л2}}$ – длина смежной линии; $t_{\text{ср}}^{I}$, $t_{\text{ср}}^{II}$, $t_{\text{ср}}^{III}$ – выдержки времени ступеней; Δt – ступень селективности ($\Delta t = 0{,}5$ с).

Таблица

Результаты расчета характеристик срабатывания и выдержек времени

Ступени	Комплект дистанционной защиты № 1		Комплект дистанционной защиты № 2	
	$z_{\text{у}}$, Ом	$t_{\text{ср}}$, с	$z_{\text{у}}$, Ом	$t_{\text{ср}}$, с
1 ступень	3,06+j13,67	0	5,77+j25,78	0
2 ступень	4,50+j20,11	0,5	8,49+j37,91	0,5
3 ступень	10,39+j46,42	1	12,98+j58	1

На основании расчетов строятся многоугольные характеристики срабатывания, соответствующие допустимому диапазону изменения параметров дистанционной защиты линии [3] (рис.1).

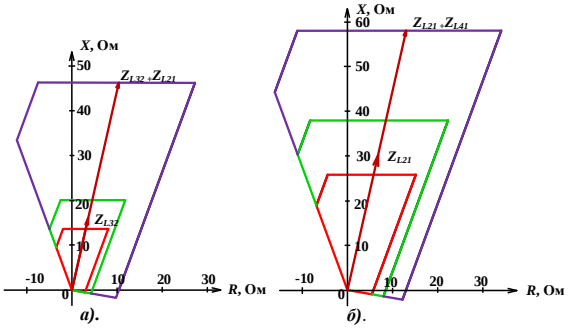


Рис.1. а). Характеристика срабатывания комплекта дистанционной защиты №1; б). характеристика срабатывания комплекта дистанционной защиты №2

В целях изучения влияния СТАТКОМ на дистанционную защиту производятся короткие замыкания $t_{\text{кз}} = 0{,}1$ с в зонах всех ступеней сначала без включения СТАТКОМ в сеть, затем при включении СТАТКОМ. Сравнение изменений полного сопротивления при коротком замыкании для представлено на рис.2 для первой ступени, для второй ступени – на рис.4 и для третьей ступени – на рис.6. Сравнение изменений времени срабатывания дистанционной защиты представлено на рис.3 для первой ступени, для второй ступени – на рис.5 и для третьей ступени – на рис.7.

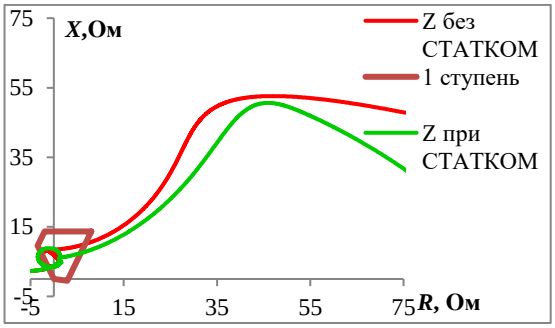


Рис. 2. Годограф полного сопротивления при коротком замыкании в зоне первой ступени

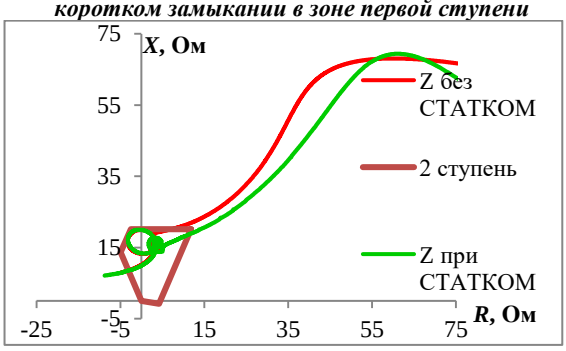


Рис. 4. Годограф полного сопротивления при коротком замыкании в зоне второй ступени

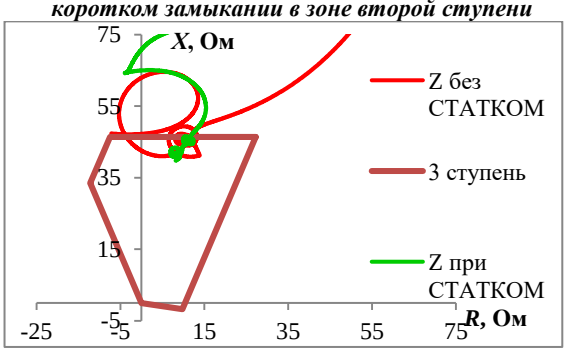
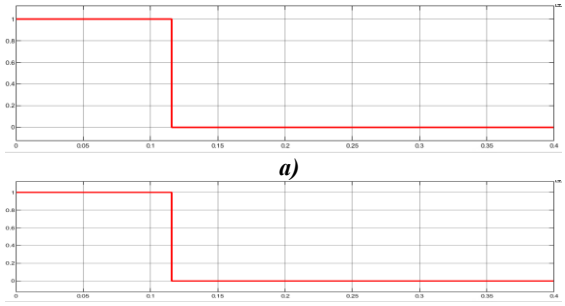


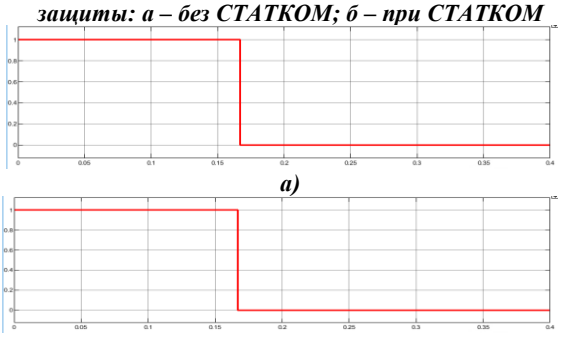
Рис. 6 Годограф полного сопротивления при коротком замыкании в зоне третьей ступени



а)

б)

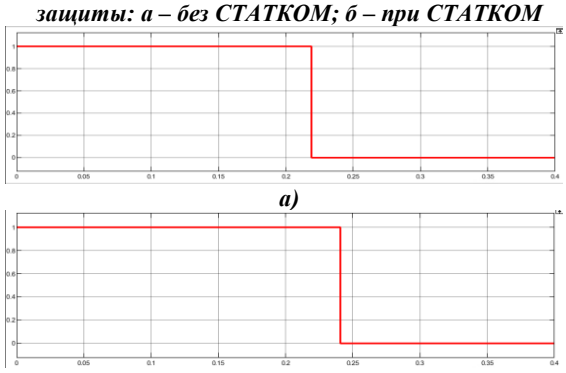
Рис. 3. Время срабатывания дистанционной защиты: а – без СТАТКОМ; б – при СТАТКОМ



а)

б)

Рис. 5. Время срабатывания дистанционной защиты: а – без СТАТКОМ; б – при СТАТКОМ



а)

б)

Рис. 7 Время срабатывания дистанционной защиты: а – без СТАТКОМ; б – при СТАТКОМ

При включении СТАТКОМ в момент коротких замыканий в зонах первой и второй ступеней реактивная составляющая полного сопротивления стала меньше, время срабатывания не изменилось. При коротком замыкании в зоне третьей ступени реактивная составляющая полного сопротивления увеличивается, также увеличивается и время срабатывания в результате того, что СТАТКОМ генерирует реактивную мощность в сеть. Результаты моделирования показывают влияние СТАТКОМа на характеристики дистанционного реле и увеличение времени срабатывания в зависимости от расстояния до короткого замыкания.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант МК-5320.2021.4.

Литература

1. Неклепаев Б. Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.
2. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 7. Дистанционная защита линий 35-330 кВ. М.: издательство «Энергия», 1966 г. – 172 с. с черт.
3. Шкаф защиты линии и автоматики управления выключателем ШЭ2607 016. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.159 РЭ. – Чебоксары: ООО «НПП ЭКРА», 2015. – 168 с.

АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ ПО РАСЧЕТУ ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ В КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЯХ, ПИТАЩИХ ЭНЕРГОРАЙОНЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Томалев А.А., Андреев М.В.

Научный руководитель - доцент М.В. Андреев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из важнейших задач электроэнергетики является обеспечение устойчивости параллельной работы электростанций и энергосистем [1]. Нарушение как апериодической статической, так и динамической устойчивости приводит к разделению энергосистем на несколько частей, токовым перегрузкам оборудования, отключению потребителей и генераторов действием автоматики. От корректности расчетов устойчивости непосредственно зависят уровень надежности управления режимом, экономность функционирования энергосистемы. В том числе и для нефтегазовой промышленности всегда остро стоял вопрос по обеспечению надежного электроснабжения и бесперебойной работы энергетических установок, что, в общем виде, обуславливается режимом работы контролируемых сечений, по которым обеспечивается питанию нефтяных энергорайонов.

Согласно [2] для расчетной проверки выполнения требований к устойчивости энергосистемы должны использоваться значения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях. Допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях имеют зависимость от таких влияющих факторов как:

– режим работы генераторов станций (в том числе величина резерва по реактивной мощности станции);
– режим работы и состав устройств средств компенсации реактивной мощности (БСК, УШР, ШР, СТК);
– топология электрической сети;
– потребление энергосистем и отдельных энергорайонов.

Кроме того, в соответствии с [3] в качестве расчетной траектории утяжеления должна приниматься та, при проведении расчета по которой допустимые перетоки оказываются наиболее низкими, то есть соответствующие наихудшему сценарию изменения режима.

Учитывая вышесказанное, величины допустимых перетоков активной мощности определяются для наиболее «тяжелых» режимно-балансовых условий, что с одной стороны обеспечивает необходимую надежность электроснабжения, но с другой стороны не позволяет в полном объеме использовать пропускную способность связей.

С целью устранения указанных недостатков, в условиях роста наблюдаемости энергосистем, за счет увеличения объемов регистрируемой телеметрической информации, все большее распространение получают программные комплексы, алгоритмы работы которых для определения максимально допустимых перетоков и аварийно допустимых перетоков активной мощности в режиме он-лайн используют актуальные значения телеметрии о параметрах энергосистемы (значения перетоков активной и реактивной мощности, величины нагрузки в узлах, значения напряжения на шинах станций и подстанций) и выполняют функцию оценивания состояния.

Основным преимуществом данных программных комплексов, соответственно, является тот факт, что текущие схемно-режимные условия, как правило, более благоприятные (более высокие уровни напряжений, больший диапазон располагаемой реактивной мощности генерирующего оборудования и т.д.) относительно тех, на которых производился расчет допустимых перетоков специалистами вручную, что, в свою очередь, приводит к расчету программным комплексом больших по величине значений допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях и более полноценному использованию пропускной способности контролируемых сечений при использовании полученных в режиме он-лайн результатов при непосредственном управлении режимом энергосистемы.

В качестве предмета исследования была рассмотрена эффективность от перспективы применения программных комплексов, рассчитывающих допустимые перетоки активной мощности в режиме он-лайн, на примере смоделированного контролируемого сечения, по которому осуществляется питание дефицитного по активной мощности энергорайона, содержащего как генерацию, так и узлы нагрузки. В состав смоделированного сечения включены две ЛЭП 220 кВ протяженностью 100 км, выполненных маркой провода АС-300/39 (допустимая токовая нагрузка провода принята для -5 градусов – 970 А).

Траектория утяжеления задана снижением генерации активной мощности в дефицитном энергорайоне.

Проведение расчетов выполнялось в два этапа:

– расчет с учетом допустимых токовых ограничений по сетевым элементам:
– расчет без учета допустимых токовых ограничений по сетевым элементам;

Цикл расчета включал в себя следующую последовательность действий:

– загрузка среза телеметрической информации на расчетную модель в формате RastrWin3;
– выполнение оценки состояния и расчета установившегося режима;
– определение величин допустимых перетоков активной мощности контролируемых сечений в соответствии с требованиями [2] на полученном срезе и сравнение полученных результатов с ранее рассчитанными на наихудших схемно-режимных условиях результатами.

Результаты расчета допустимых перетоков активной мощности по первому и по второму этапу представлены в таблицах 1 и 2, соответственно.

Таблица 1

Результаты расчета допустимых перетоков по первому этапу (с учетом токовых ограничений)

Принцип расчета	МДП, МВт	АДП, МВт
Наихудшие условия	330	680
Реальный срез телеметрии	345	730

Таблица 2

Результаты расчета допустимых перетоков по второму этапу (без учета токовых ограничений)

Принцип расчета	МДП, МВт	АДП, МВт
Наихудшие условия	400	680
Реальный срез телеметрии	440	730

Выводы: на основании проведенных исследований можно сделать вывод о том, что наиболее целесообразно и эффективно внедрение программных комплексов, осуществляющих расчет допустимых перетоков активной мощности в режиме реального времени в контролируемых сечениях, питающих энергорайоны нефтегазовой промышленности, имеющих при этом ограничения по критериям обеспечения статической апериодической устойчивости. Эффект от использования актуальной телеметрической информации на смоделированном сечении составил 40 МВт. Применение данных программных комплексов в контролируемых сечениях, допустимые перетоки в которых ограничены по условию допустимой токовой нагрузки сетевых элементов, также целесообразно и эффективно, однако дает более низкий эффект.

Литература

1. Гуревич Е.Ю., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
2. Методические указания по устойчивости энергосистем (утв. Приказом Минэнерго России от 03.08.2019 №630). Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок. М., 2019. – 18 с.
3. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.010.004-2020 Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях. М., 2020. – 38 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЯНОГО ГАЗА

Тюлюбаева А.В.

Научный руководитель - доцент И.И. Белоглазов

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

Моделирование автоматических систем технологических процессов является важной частью в разработке той или иной установки. С помощью него можно определить, при каких параметрах колонна будет давать необходимое количество и качество продукта. Также с помощью моделирования корректируют параметры установки для исследования их влияния на процесс.

С помощью автоматизации процессов можно создать единую информационную систему для бухгалтерского и управленческого учета, обеспечить подсчет затрат на производство, расчета себестоимости продукта при непрерывном производстве. Также планировать закупки сырья и других материальных ресурсов для производства, строительства, реализации продукта [1].

В результате автоматизации повышается эффективность производства, достоверность ведения учета, снижаются трудозатраты, появляется возможность контролировать процессы и вовремя устранять ошибки.

Системы автоматизации для газоперерабатывающих предприятий должны обеспечивать эксплуатацию установки в нормальных условиях без постоянного присутствия обслуживающего персонала непосредственно у агрегатов. САУ должны предусматривать контроль параметров, которые характеризуют технологический процесс. САУ должны автоматически регулировать параметры в характерных точках процесса. САУ должны обеспечивать автоматическую защиту технологического оборудования в аварийных ситуациях, а также автоматический ввод резервных агрегатов при выходе из строя рабочих и так далее.

На примере ГФУ (газофракционирующей установки) разберем параметры, которые можно автоматизировать в системах.

Сырье, поступающее в установку – газоконденсатные жидкости, полученные из стабилизированных продуктов природного газа, очищенных нефтепродуктов, газов пиролиза, газов крекинга. Продукты, получаемые на

выходе – различные виды смесей по фракциям, например, пропановая, бутановая, изопентановая, пентановая фракции [2].

Процесс разделения фракций происходит в ректификационных колоннах [3]. Количество колонн и их параметры зависят от продуктов, получаемых на предприятии. В самом простом случае вся установка фракционирования может представлять собой одну колонну – деэтанизатор, тогда полученный продукт – смесь пропана и более тяжелых компонентов.

Наиболее популярным продуктом в сфере газопереработки является СПБТ (пропан-бутан технический). Поэтому самая распространенная конфигурация колонн – деэтанизатор плюс дебутанизатор.

Для того, чтобы проектировать систему ректификационных колонн и использовать оптимальные параметры для заданного процесса, необходимо учитывать следующие параметры: производительность, чистота продукта, стоимость применяемых хладоагентов и теплоносителей. Обычно при моделировании используется метод подбора параметров, с последующей корректировкой их в ходе проверки.

В настоящее время для автоматизации процесса в рамках проекта достаточно использовать специализированное программное обеспечение, где моделирование можно осуществить с высокой точностью, а также визуализировать процессы, протекающие в установке.

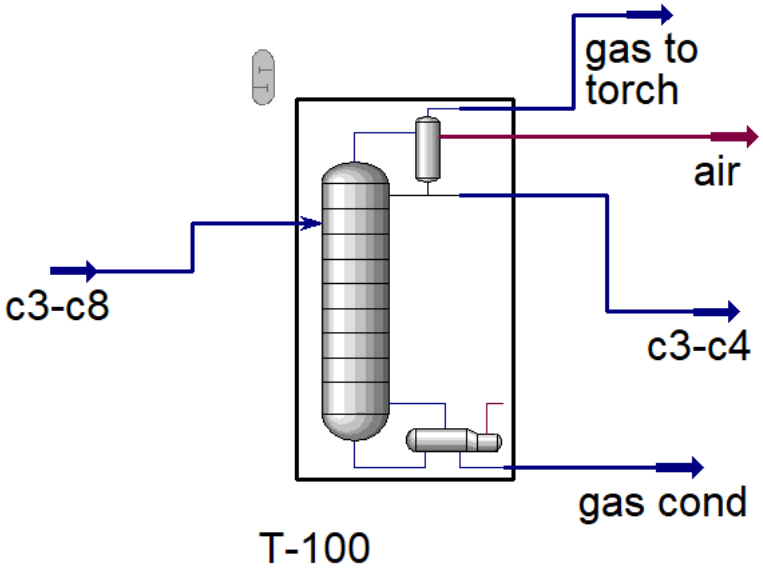


Рис. Колонна дебутанизации в ПО Aspen Hysys

Планируется производить расчет автоматической системы управления в программном пакете Aspen Hysys, где возможно, как статическое, так и динамическое моделирование. Данная программа широко используется для моделирования процессов нефтегазопереработки. Например, в статье «Simulation of Liquefied Petroleum Gas (LPG) Production from Natural Gas Using Fractionation Towers» [4] представлено исследование на основе модели установки производства сжиженного углеводородного газа в Aspen Hysys. Рассчитаны оптимальные параметры для ведения данного процесса: расположение питающей тарелки, рекомендуемое давление.

Для моделирования процесса получения СПБТ необходимо иметь уже рассчитанную колонну дебутанизации (рисунок), затем подобрать уже существующий патент на САУ или же разработать свой способ регулирования. Следующим шагом после выбора способа можно приступать к расчету регуляторов.

При проектировании в газофракционировании можно повлиять на качество получаемого продукта или на экономическую часть процесса, изменяя следующие параметры: размер колонны, давление в различных частях колонны, температура в агрегатах, расход хладоагентов и теплоносителей.

Литература

1. Автоматизация технологических процессов объектов переработки нефтяного газа. Основные положения URL: http://aquagroup.ru/normdocs/8260 (дата обращения 15.11.2020).
2. Газофракционирующая установка (ГФУ) URL: https://pronpz.ru/ustanovki/gfu.html (дата обращения 15.11.2020).
3. Газофракционирующая установка (ГФУ) URL: https://neftegaz.ru/tech-library/neftekhimiya/142166-gazofraktsioniruyushchaya-ustanovka-gfu/ (дата обращения 15.11.2020).
4. Khaled M. ElBadawy, Mohamed A. Teamah, Ali I. Shehata, Ahamed A. Hanfy. Simulation of Liquefied Petroleum Gas (LPG) Production from Natural Gas Using Fractionation Towers // International Journal of Advanced Scientific and Technical Research, Issue 7 volume 6 Nov.- Dec. 2017, p.148-153.

ПЛАТФОРМА ДЛЯ РАСЧЕТА И ПРОЕКТИРОВАНИЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

Усольцев М.Е., Суворов А.А., Разживин И.А.
Научный руководитель - старший преподаватель И.А. Разживин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Многие населенные пункты, месторождения нефти, залежи других полезных ископаемых, находящиеся вдали от централизованного электроснабжения, испытывают недостаток в электрической энергии, доля таких потребителей составляет порядка 70% территории России [3]. На рисунке 1 представлено распределение электроснабжения по территории России.

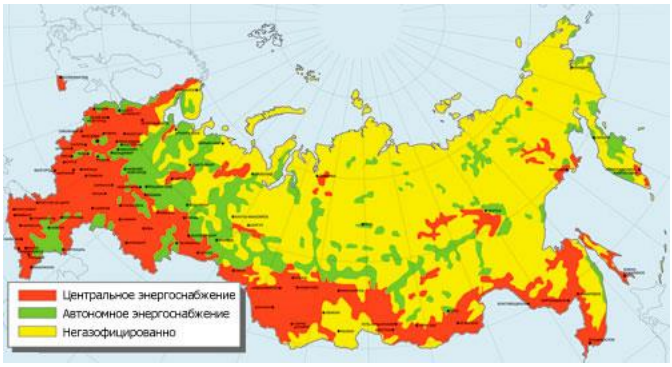


Рис. 1. Распределение электроснабжения по территории России

Чаще всего территории децентрализованного электроснабжения используют локальные дизельные, либо газотурбинные электростанции, что создает достаточно большие затруднения, в связи с необходимостью транспортировки топлива и зависимостью от его поставки. В наиболее труднодоступных районах эти проблемы усугубляются затруднительным транспортным сообщением и ограниченными, сезонными сроками ввоза топлива, что особенно важно в северных регионах России. Вследствие чего себестоимость электроэнергии значительно увеличивается [2]. Более того известно неудовлетворительное состояние дизельных электростанций и котельного оборудования. Износ агрегатов составляет 80-90%, что отрицательно сказывается на постоянстве электроснабжения в случае поломок и создает необходимость вывода оборудования в ремонт, либо транспортировки нового оборудования. Рост цен на дизельное топливо также сказывается и на повышение суммарных затрат на электроснабжение данных регионов. Более того дизельные агрегаты значительно загрязняют атмосферу вредными выбросами, возникающими при сжигании топлива. А внедрение альтернативных источников энергии, даже ввиду непостоянства природных условий и неабсолютной экологичности, позволяют обеспечить более постоянное электроснабжения, снизить отрицательное действие на окружающую среду, а также значительно снизить затраты на выработку электроэнергии [1].

Многие регионы характеризуются высоким ветровым потенциалом и уровнем солнечной инсоляции, поэтому основным направлением развития децентрализованного электроснабжения становятся решения по внедрению ветровых и солнечны электростанций. Однако полный переход на альтернативное электроснабжение не всегда возможен в связи с непостоянством погодных условий, с резкопеременным графиком нагрузки в течение суток и года, поэтому для обеспечения качественного бесперебойного электроснабжения необходимо рассматривать варианты использования комбинированных электростанций [4]. Поэтому очень важно оперативно рассчитывать возможности и актуальность внедрения альтернативной энергетики в децентрализованные системы электроснабжения с учетом затрат действующих электростанций и прогнозированием эффективности и окупаемости модернизированных систем электроснабжения, что рассчитывается по региональным показателям солнечной инсоляции и ветрового потенциала, что изображено на рисунках 2 и 3 соответственно [5].

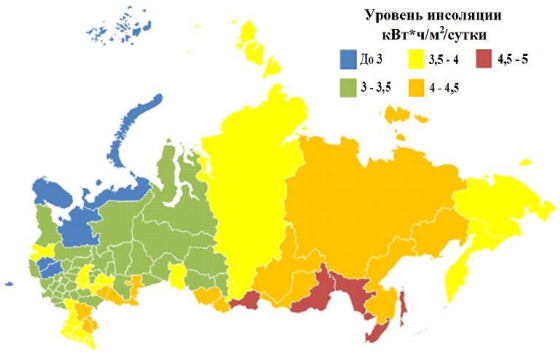


Рис. 2. Уровень солнечной инсоляции субъектов РФ

Рис. 3. Средняя скорость ветра на территории РФ

На данный момент на территории России начинается постепенное внедрение солнечной энергетики как в труднодоступных населенных пунктах, так и в нефтегазовых месторождениях с автономным и комбинированным электроснабжением, что наблюдается на территории Сибири в Республике Якутии, Омской области, Республики Алтай и в Красноярском крае. Например, развитие компании «НОЯБРЬНЕФТЕГАЗ», являющейся дочерней

компанией ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ», направлено на увеличение автоматизации, эффективности и снижения затрат, в том числе, с помощью внедрения альтернативной энергетики по месту нефтегазовых месторождений. Для чего отправляются заказы в проектирующие компании для расчетов всех необходимых режимов.

В качестве более быстрых и эффективных расчетов авторы предлагает разработку автоматизированной платформы для выработки проектных решений. В качестве исходных данных платформа использует:

1) график нагрузки объекта электроснабжения, либо средние показатели нагрузки с учетом среднестатистических графиков нагрузки в течение суток и года,
2) геолокация, согласно которой в платформе определяются показатели солнечной инсоляции и ветрового потенциала и рассчитывается эффективность выбора того или иного гибридного варианта электроснабжения, наиболее актуального для данной местности.

На выходе предлагается готовое проектное решение. Рассчитывается стоимость необходимого оборудования: ветрогенераторов, солнечных панелей и сопутствующего оборудования по актуальной базе данных, сравнивается с действующими затратами объекта и рассчитывается срок окупаемости проекта при модернизации системы электроснабжения. В результате выводится наиболее эффективный вариант комплексного электроснабжения с указанием всех рассчитанных параметров и выбранного оборудования. Расчет производится автоматически. При этом платформа сопряжена с программно-аппаратным комплексом расчета режимов и процессов в электроэнергетических системах и позволяет в режиме реального времени производить расчеты установившихся и переходных процессов, что позволяет учитывать информацию моделирования для выбора того или иного оборудования, устройств защиты, настройки систем автоматического управления, автоматики и релейной защиты.

Предлагаемая платформа обеспечивает комплексный подход к выработке проектных решений для модернизации децентрализованных объектов электроснабжения как в экономической, так и в технической части, позволяет на основе выходных данных быстро принимать решения. В целом применение такой платформы способствует снижению стоимости проектных решений, что позволит многим компаниям оценить свои возможности по модернизации действующих систем децентрализованного электроснабжения.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, Госзадание «Наука» № FSWW-2020-0017.

Литература

1. Алексеев В.В. Перспективы развития альтернативной энергетики и ее воздействие на окружающую среду. – М.– Кацивели: Изд-во МГУ, НАН Украины, Морской гидрофизич. ин-т, 1999. – 152 с.
2. Иванова И.Ю. Малая энергетика Севера: проблемы и пути развития / И.Ю. Иванова. — Новосибирск: Наука, 2002. — 188 с.
3. Лукутин Б.В. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении: монография / Б.В. Лукутин, О.А. Суржикова, Е.Б. Шандарова. — М.: Энергоатомиздат, 2008. — 231 с.
4. Лукутин Б.В. Децентрализованные системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями: учебное пособие/ Б.В. Лукутин, И.О. Муравлев, И.А. Плотников – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 100 с.
5. Мингалеев Р.Д. Научная статья. Оценка технического потенциала ветровой и солнечной энергетики России. – Журнал: Территория нефтегаз, номер 3, 2014. – 9 с.

ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДОРОДНЫХ НАКОПИТЕЛЕЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Шлапак М.Р., Конев А.А.

Научный руководитель - доцент Р.А. Уфа

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня мировая энергетика сталкивается со множеством проблем, связанных с оптимизацией ресурсов, времени и труда. Все компании стремятся сделать производство как можно быстрее, качественнее, с меньшими трудовыми и экономическими затратами. При производстве электроэнергии в масштабах страны изменение даже на доли процента любого из этих факторов значительно влияет на экономическую отчетность предприятия, например, сохраненные ресурсы можно перенаправить в другую область. Одним из таких вопросов в энергетике является рациональное использование вырабатываемой энергии.

Проблема избытка энергии. Потреблении электроэнергии неоднородно и зависит от множества факторов, например, от времени суток, сезона, задач потребителя. Постоянные колебания нагрузки приводят к тому, что генерирующие мощности значительную часть времени работают в экономически неоптимальном режиме. Анализ графиков нагрузок не всегда может дать точную информацию, так как технические неполадки невозможно предсказать. Поэтому выработка электроэнергии на станциях ведется с запасом. Значит, вырабатывая лишнюю электроэнергию, предприятие тратит куда больше ресурсов, чем необходимо, что влечет за собой дополнительные убытки. Поэтому существует необходимость накапливать избыток электроэнергии для дальнейшего её применения. Например, произошедший в мае 2005 года блэкаут в Москве привёл к отключению подачи электроэнергии в городе, а также в соседних областях. Авария в системе оставила без электричества важные инфраструктурные объекты, такие как больницы, банки, промышленные предприятия. Наземные и подземные пути сообщения были приостановлены, в результате чего жители не могли добраться до места назначения [2]. Эту ситуацию можно было предотвратить, если бы энергосистемы имели возможность использовать резервные запасы электроэнергии.

Способность запасать дополнительную электроэнергию позволит сократить общее потребление ресурсов, ведь, производя избыточную энергию, предприятия сжигают больше топлива, чем необходимо. В то же время потребность в резервной энергии присутствует всегда. Так, на Дальнем Востоке Российской Федерации велика зона децентрализованного отопления, что вынуждает местных жителей использовать автономные энергоисточники, например, используя дизельные генераторы [1]. Именно поэтому в этих районах стремительно реализовываются проекты по внедрению работы альтернативных источников энергии (рис. 1-2). Но их работа невозможна без постоянного действия солнечных лучей и порывов ветра, а значит такие источники не смогут обеспечивать потребителей электроэнергией бесперебойно [4].

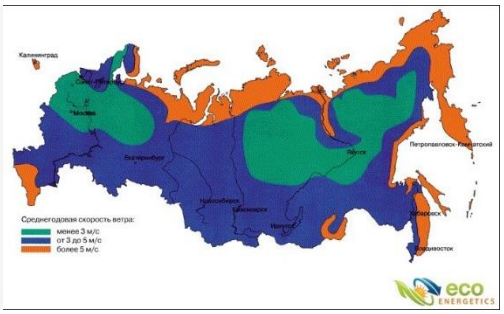


Рис. 1. Статистика солнечного излучения в России Рис. 2. Статистика скорости ветра в России

Решение. Из вышесказанного вытекает, что энергетика нуждается в способах хранения излишков электроэнергии и в последующем их использовании. Так, на данный момент, самый популярный способ применяют на гидроаккумулирующих электростанциях [5]. В периоды низкого электропотребления избытки идут на перемещение объемов воды в водохранилища, и уже днем она используется для генерации новой энергии. Но такой способ не везде применим вследствие географического положения. Гораздо менее требовательны к рельефу водородные накопители. Принцип их работы заключается в следующем: излишки энергии идут на получение водорода путем электролиза воды, далее полученный водород помещают в баллоны под высоким давлением, затем водород по трубам отправляется либо в газотурбинный генератор, где из него напрямую получают энергию, либо в топливные ячейки, где при взаимодействии с кислородом воздуха он выделяет электричество. Выработанная электроэнергия поступает для питания различных производственных объектов, таких как нефтяные промыслы, металлургические комбинаты, химические заводы. Таким образом, использование водородных накопителей позволит максимально использовать энергию, вырабатываемую альтернативными источниками, а также обеспечит их бесперебойную работу. В совокупности это позволит увеличить уровень энергообеспечения систем, в особенности в районах трудной доступности. Однако, такой метод нуждается в правильном способе хранения водорода.

Хранение водорода. Хранение водорода в газообразном состоянии мало чем отличается от хранения природного газа. Для этой цели можно использовать естественные или искусственные хранилища под землей. Для хранения водорода под давлением используют многослойные сосуды из стали (рис 3). Но такой способ не выгоден, так как масса баллона недопустима велика по сравнению с массой помещенного в неё газа.

Намного выгоднее хранить водород в жидком виде. Для этого нужно соблюсти узкий температурный режим. По итогу получится, что на ту же массу баллона приходится в 4-5 раз больше водорода по массе, чем если бы он хранился в газообразном состоянии [4].

Для хранения водорода также можно использовать металлогидридные накопители. Внутри них находится порошки из смеси различных металлов. При переносе молекул водорода к поверхности металла, они внедряются в кристаллическую решетку с образованием гидрида (рис. 4). Далее в процессе гидролиза или диссоциации от гидрида отделяется водород, который используется по назначению. Данный метод выгоднее всех предыдущих для хранения и транспортировки, ведь при хранении водорода в виде гидридов объём системы уменьшается примерно в 3 раза по сравнению с объёмом хранения в баллонах [4].

Рис. 3. Многослойный сосуд из стали

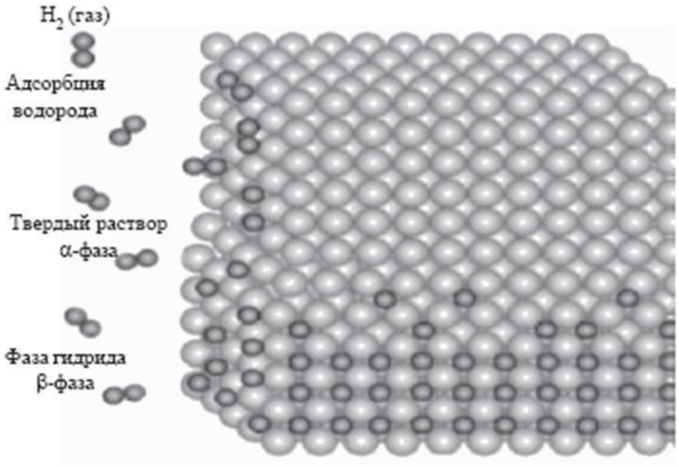


Рис. 4. Образование гидрида

Вывод. Просуммировав всё вышесказанное, можно сказать, что водородные накопители идеально подходят для использования в районах, где работа альтернативной энергетики наиболее эффективна. Работая в совокупности, водородные накопители обеспечивают стабильность работы альтернативных источников, тем самым снижая последствия непостоянства природных факторов, таких как солнечный свет и порывы ветра. На данный момент экономический фактор производства не позволяет использовать эту разработку повсеместно и серийно, однако уже в обозримом будущем технология позволит решить ряд сложнейших задач энергетики.

Литература

1. Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Ижбулдин А.К. Автономные энергоисточники на севере Дальнего Востока: характеристика и направления диверсификации // Пространственная экономика. 2018. №1.
2. 2005 Moscow power blackouts // Wikipedia The Free Encyclopedia URL: https://en.wikipedia.org/wiki/2005_Moscow_power_blackouts (дата обращения: 24,03. 2021).
3. Начнем с начала: что такое водород и в чем его хранят. // Нанотехнологическое общество России URL: http://www.rusnor.org/network/social/user/10140/blog/113/ (дата обращения: 24.03.2021).
4. Солнечные батареи и ветряки помогут развитию Дальнего Востока // ВместеРФ URL: https://vmeste-rf.tv/news/shirokov-the-development-of-alternative-energy-in-the-far-east-will-attract-investments/ (дата обращения: 24.03.2021).
5. Технологии накопления электроэнергии // Специальные системы и технологии URL: https://sst.ru/press/expert-articles/the-technology-of-electric-power-accumulation/ (дата обращения: 24.03.2021).

С Е К Ц И Я 12

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМ DELTA V В ПРОИЗВОДСТВЕ ПРИЕМО-СДАТОЧНЫХ ПУНКТОВ И НАПОРНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ НА НЕФТЕГАЗОВОМ ПРОМЫСЛЕ

Богомякова И.В.
Научный руководитель – О.П. Кочеткова
Томский политехнический техникум, г. Томск, Россия

Программы Delta V используются, чтобы работать с цифровыми сигналами, такими как выключатели или реле.

Delta V используется, чтобы получить лучший контроль из более старых промышленных предприятий. Из-за интегрированной природы Delta V, и больших объемов памяти и доступной способности центрального процессора, это может обеспечить передовой образцовый прогнозирующий контроль и анализ изменчивости в заводы с такими системами DS, позволяя более трудный контроль, увеличивая способность и качество. Масштабируемая система управления Delta V (Fisher-Rosemount Systems) предоставляет мощное и легкое в использовании программное обеспечение, предназначенное для управления технологическими процессами. В состав системы Delta V входят следующие основные компоненты: 1. Несколько (или одна) рабочих станций Delta V, предоставляющих графический интерфейс пользователя для доступа к процессу и ресурсам системы; 2. Сеть управления для обмена данными между узлами системы; 3. Несколько (или один) контроллеров Delta V, выполняющих локальное управление и передачу данных между подсистемой ввода/вывода и сетью управления; 4. Подсистема ввода/вывода каждого контроллера, обрабатывающая информацию полевых приборов; 5. Источники питания; 6. Системный идентификатор, уникальным образом идентифицирующий систему.

Участие в разработке Delta V переработки нефти. Товарная нефть от центрального пункта сбора (ЦПС) месторождения поступает на приемо-сдаточные пункты (ПСП) по нефтепроводу диаметром 325 мм с давлением от 0,35 до 1,2 МПа и температурой от минус 4 до плюс 15°С. Через задвижки с электроприводом позиций 1Ф1 или 1Ф2 нефть поступает в блок фильтров-грязеуловителей Ф1 и Ф2 (один рабочий, один резервный), которые предназначены для защиты основного оборудования ПСП от попадания в него крупных предметов и крупных механических примесей. Максимальный расход нефти через один фильтр 400 $м^3$/ч. Тонкость фильтрации составляет не более 4 мм. Резерв фильтра-грязеуловителя позволяет проводить очистку и ревизию одного из них без остановки перекачки нефти. Предусмотрен местный контроль давления до фильтров приборами позиции PG 005.1, после фильтров приборами позиции PG 005.3, контроль перепада давления на фильтрах контролируется датчиками PDG 1, что позволяет дистанционно определить степень загрязненности фильтров. Перепад давления на фильтре не должен превышать 0,05 МПа. Предусмотрена предупредительная сигнализация по значению перепада давления 0,03 МПа и аварийная сигнализация по максимальному значению перепада давления 0,05 МПа. На площадке блока фильтров-грязеуловителей предусмотрена общая линия измерения влагосодержания нефти диаметром 57 мм. На трубопроводе до Ф1 и Ф2, после электрозадвижек 1Ф1 и 1Ф2 расположены плавающие заборные устройства ПЗУ-1, 2. На общей линии измерения влагосодержания нефти расположены: – диспергатор Дг 1; – датчик-влагомер АЕ, определяющий содержание воды в нефти; предусмотрена предупредительная сигнализация при 0,4% масс. Содержания воды в нефти, аварийная сигнализация – при 0,5 % масс. – расходомер FG, (минимальный расход нефти, необходимый для определения влагосодержания, составляет 3,5$м^3$/час). Дренаж от фильтров-грязеуловителей и трубопроводов блока фильтров-грязеуловителей осуществляется в емкость сбора дренажей и утечек неучтенной нефти ЕП-25, №2. Надземные участки трубопровода и оборудование узла фильтров-грязеуловителей предусмотрены с электрообогревом в теплоизоляции. После узла фильтров-грязеуловителей нефть с давлением от 0,35 до 1,2 МПа и температурой от минус 4 до плюс 15°С поступает в трубопровод подачи нефти на ПСП диаметром 325 мм. Далее нефть в зависимости от выбранной технологической схемы направляется: – на автоматизированную систему учета нефти (СИКН) (с подогревом в путевых подогревателях или без), далее в приемный трубопровод на линейную производственно-диспечерскую станцию (ЛПДС). В резервуарный парк временного хранения нефти, в два резервуара вертикальных стальных со стационарной крышей, объемом 5000 $м^3$ (РВС -1, 2). Для защиты РВС-5000 (№1, 2), оборудования и трубопроводов приемной линии ПСП от превышения давления выше допускаемого предела предусмотрен узел с предохранительными устройствами №1, на котором установлены два предохранительных клапана К-1 и К-2 (один рабочий, один резервный). В случае повышения давления во входном коллекторе ПСП свыше 1,29 МПа происходит открытие предохранительного клапана и сброс потока нефти в резервуары РВС-5000. Для ремонта и проведения технического обслуживания клапанов предусмотрена запорная арматура, которая в рабочем состоянии опломбирована в положении «открыто». Перед входом в резервуарный парк на приемном трубопроводе установлена еще одна пара предохранительных клапанов – узел с предохранительными устройствами №2 (К-3, К-4). Сброс от К-3, К-4 направлен в трубопровод сброса нефти в резервуары РВС-5000. Давление начала открытия

специального полноподъемного пружинного клапана СППК – 0,44МПа. Резервуары предназначены для приема, временного хранения, отгрузки нефти в приемный трубопровод, а также для обеспечения трехсуточного запаса свободной емкости и приема аварийного сброса от узлов с предохранительными устройствами №1 и 2. Для безопасной эксплуатации РВС оснащаются следующими устройствами и оборудованием: – приемо-раздаточные устройства ПРУ-300; – патрубок для зачистки Ду150;

Клапаны дыхательные (предохранительные) совмещенные со встронными огнепреградителями (КДС-3000 УО). Световые и монтажные люки, замерные люки, люки-лазы, патрубки для установки оборудования, люк замерной ЛЗ-150 в искробезопасном исполнении, контрольно-измерительные и сигнализирующие приборы, приборы контроля уровня, устройства пожарной безопасности (извещатели тепловые), контур заземления, оборудование для охлаждения резервуара при пожаре, оборудование для тушения пожара в резервуаре. устройства молния-защиты и защиты от статического электричества, устройство для размыва донных отложений «Тайфун-20» с системой контроля и сигнализации. Максимальная температура хранимого продукта, °С – +30; Внутреннее избыточное давление, мм вод. ст. – 200; Вакуум, мм вод. ст.– 25. В РВС-5000 (№1, 2) предусмотрен контроль следующих параметров: контроль уровня раздела сред – датчики LT 903 (904): – предусмотрена предупредительная сигнализация по верхнему нормативному уровню в резервуаре – 10,63 м от дна; – предусмотрена предупредительная сигнализация по нижнему нормативному уровню в резервуаре – 0,73 м от дна; Контроль уровня нефти – датчики LT 901, 903 (902, 904): – предупредительная сигнализация по верхнему допустимому уровню – 11,10 м от дна для РВС-1; 11,19м для РВС-2; – аварийная сигнализация по верхнему аварийному уровню – 11,12м от дна для РВС-1; 11,21 для РВС-2; – сигнализация по нижнему аварийному уровню – 0,63 м от дна. Сигнализаторы аварийного уровня нефти в РВС-5000 №1 (2) – LSA 114.1, 114.3 (LSA 124.1, 124.2) – при значении уровня в РВС-1 11,12 м (РВС-2 11,21 м) от дна (верхнего аварийного значения) срабатывает аварийная сигнализация, дистанционно закрывают все задвижки узла переключений РВС 1Р1, 2Р1, 1Р2, 2Р2, дистанционно закрывают задвижки на всех линиях подачи нефти в резервуарный парк № 9, 10, 11, 12, дистанционно отключают все насосные агрегаты, работающие на поступление в резервуарный парк. Контроль давления: – дистанционный контроль разрежения (вакуума) в резервуарах РВС-5000 № 1 (2) датчиком давления РТ 911, 912, предупредительная сигнализация при значении давления вакуума более 0,00025 МПа оператор дистанционно закрывает все задвижки узла переключений РВС 1Р1, 2Р1, 1Р2, 2Р2. Контроль температуры: – дистанционный контроль температуры в РВС-5000 № 1 (2) ведут при помощи датчиков ТТ 913…918 (923…928), в разных точках резервуара. На площадке резервуарного парка предусмотрен дождеприемный колодец ДКХ 1, уровень загазованности контролируют датчиком АІТ 901, предельная загазованность – 20% от нижнего концентрированного предела пламени (НКПРП), (предусмотрена сигнализация), аварийная загазованность – 50% НКПРП. Из резервуаров РВС-5000 № 1 (2) нефть насосами внешней перекачки позиции НА- 1, 2, 3, насосной станции внешней и внутрипарковой перекачки (НСВВП) подается на узел фильтров СИКН – Ф-1 и Ф-2 (1 рабочий, 1 резервный) системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН). Насосная станция второго подъема (НСВВП) предназначена для откачки нефти из резервуарного парка ПСП через СИКН в приемный трубопровод ЛПДС «Демьянское», а также для внутрипарковой перекачки нефти на ПСП. Предусмотрен контроль давления перед входом в НСВВП на общем трубопроводе нефти. Местный – манометром и дистанционный – датчиком давления. Давление нефти в трубопроводе подачи нефти в НСВВП не должно превышать 0,3 МПа. Для определения содержания свободного газа в нефти на приемном трубопроводе установлены индикаторы фазового состояния потока ИФС-1В-700М, (1 рабочий, 1 резервный). Предусмотрен контроль уровня загазованности в помещении НСВВП. Откачку нефти из резервуарного парка ПСП через СИКН на ЛПДС производят насосами внешней перекачки.

Система DeltaV помогает пользователям создавать системы автоматизированного управления технологическими процессами, отличающиеся легкостью в установке и эксплуатации, согласованностью и надежностью. Программное обеспечение позволяет контролировать ряд показателей:

Прием нефти от центрального пункта сбора (ЦПС), минуя пункт подогрева, резервуарный парк и насосную, непосредственно в систему измерения количества и показателей качества нефти (СИКН). Внутрипарковую перекачку нефти. Прием нефти от ЦПС на насосную станцию внешней перекачки нефти в режиме «с подключенной емкостью». Давления подогреваемой нефти на входе в подогреватель; Давления жидкого топлива перед основными горелками; Давления воздуха, подаваемого на горелки; Температуры нагреваемого продукта на выходе из печей П-1,2; Температуры промежуточного теплоносителя; Уровня в емкости промежуточного теплоносителя; Погасания пламени основных горелок. Delta V облегчает работу оператору, делает ее более автоматизированной и контролируемой с автоматизированного рабочего места (АРМ).

Литература

1. Категория взрывоопасности по ГОСТ 30852.11-2002
2. Группа взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.5-2002- IIA-T3;
3. Класс опасности среды по ГОСТ 12.1.007-76 – 3;
4. Рабочая среда – товарная нефть по ГОСТ Р 51858.
5. Сайт: https://www.emerson.ru/ru-ru/automation/deltav

ПОЛУЧЕНИЕ ВТОРИЧНОГО ПРОДУКТА ИЗ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ ОТХОДОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. М.В. ЛОМОНОСОВА С ПРИМЕНЕНИЕМ СУЛЬФАТОВ ЩЕЛОЧНЫХ МЕТАЛЛОВ

Зубкова О.С. Полянский А.С.
Научный руководитель – профессор А.И. Алексеев
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Предприятие ПАО «Севералмаз» занимается разработкой месторождения алмазов на европейском севере России. Предприятие находится в отдаленном регионе, окруженном заповедными зонами, со слабой инфраструктурой. Содержание алмазов на месторождении составляет 440 мг в 1 тонне руды, таким образом, предприятие производит по 999,5 кг отходов на каждую тонну обработанной руды. Следовательно, нужна технология комплексной переработки отходов алмазодобывающего производства.

Добывающий комплекс на данный момент также имеет ряд проблем, таких как повышенное содержание минеральных глинистых частиц как в карьерной и дренажной воде, так и в оборотной воде, что приводит к повышенному износу оборудования, уменьшает выход получаемого продукта и повышает риски для экологической обстановки региона. Предыдущие исследования показали, что основным минералом, содержащимся во всем объеме технологических вод предприятия, является сапонит [1,2].

Сапонит – глинистый минерал, относящийся к группе смектитов (монтмориллонитов). Химическая формула минерала $(Ca, Na)_{03}(Mg, Fe)_3(Si, Al)_4O_{10}(OH)_2 \cdot 4H_2O$. Кристаллы представляют собой алюмокислородные слои, заключенные между кремнийкислородными слоями, и имеют октаэдричеескую структуру. Данные структуры имеют отрицательно заряженные внешние узлы в слоях, что обуславливает хорошие сорбционные свойства, которые выражаются в большом содержании щелочно-земельных металлов в межслоевом пространстве. Наличие подобного слоя частиц создает поверхностный потенциал, который стабилизирует взвесь в воде.

Данный минерал, являясь отходом производства, имеет широкий потенциал применения в промышленности. Минерал пригоден к применению в качестве сорбента, строительного материала, керамических и композитных материалов, керамзита, удобрений и других материалов [3]. Минерал имеет в своей структуре достаточное количество алюминия и магния, а также в зависимости от добавок может принимать необходимые свойства для соответствия конкретному промышленному применению [4].

Санкт-Петербургский горный университет занимается разработкой технологии очистки оборотной воды от глинистой взвеси. Для решения данной проблемы были протестированы стандартные коагулянты и флокулянты, а также разработан кальцийалюмосиликатный реагент, который обладает большей эффективностью и меньшим негативным воздействием на осадок и воду, чем традиционные реагенты. Гранулометрический анализ частиц показал, что частицы минерала имеют размеры от 0,5 до 4 мкм и, соответственно, чтобы увеличить скорость осаждения и эффективность осветления были протестированы кальцийсодержащие утяжелители. Для определения свойств и лучшего способа утилизации отхода в качестве вторичного сырья были проведены рентгенофлуорисцентный и рентгенофазовый анализы как сгущенного продукта с использованием коагулянтов, так и чистого осадка для обнаружения вносимых изменений.

Кальцийалюмосиликатный реагент является минеральным малорастворимым мелкодисперсным коагулянтом, который содержит в себе сразу три соединения. Комплексное воздействие минералов через гидролиз по кальцию и сорбцию на освобождающихся активных центрах твердых частиц суспензии позволяет применять сгущенный продукт для регенерации реагента, так как состав твердых фаз имеет сходство, а также в качестве строительного материала, композитных и керамических материалов, керамзита и других вариантов вторичной реализации [2].

Еще одним перспективным способом сгущения сапонитовой суспензии является применение сульфата калия в качестве коагулянта. Данное вещество взаимодействует непосредственно с ионами, находящимися в межслоевом пространстве, нейтрализует поверхностный заряд частиц, что ускоряет их коагуляцию и повышает содержание калия в осадке, что является предпосылкой для обработки сапонита сгущенного таким методом и создания на его основе калий-магниевого удобрения. Сапонит является довольно хорошо зарекомендовавшим себя удобрением и активно применяется вблизи месторождений, имеющих данный минерал в разрабатываемой руде.

Таблица 1

Результаты тестирования коагулянтов и утяжелителей

Реагент	Добавка	Максимальная степень очистки	Скорость осаждения частиц, мм/с
Оксихлоридный алюминиевый коагулянт	Белитовый шлам	34%	0,3
	Нефелиновый концентрат	42%	0,3
Флокулянт	-	32%	2,5
Кальцийалюмосиликатный реагент	Белитовый шлам	47%	0,21
	Нефелиновый концентрат	23%	0,14
Сульфат калия	Белитовый шлам	58%	0,35
	Нефелиновый концентрат	73%	0,37

В ходе исследований было выявлено, что наиболее эффективным способом осаждения сапонитовых частиц является применение сульфата калия с нефелиновым концентратом в качестве кальцийсодержащего утяжелителя. Флокулянты и оксихлоридный коагулянт имеют сходную эффективность очистки, но применение пав и щелочей не позволит в дальнейшем реализовывать в качестве вторичного продукта осадок, а вода нуждается после такой обработки в дополнительной комплексной очистке. По результатам рентгенофазового анализа осадок, получаемый с помощью кальцийалюмосиликатного реагента, пригоден для применения в качестве строительного материала, основы керамики вследствие вяжущих свойств минералов реагента или магнийсодержащего раскислителя почв. Применение калия значительно увеличивает его содержание, соответственно, осадок становится пригоден к применению в качестве основы для производства магний-калиевого удобрения. Также, существенно большая эффективность очистки делает применение сульфата калия более привлекательным, а аналоги содержащие другие элементы не дают возможность применять осадок в качестве минерального удобрения.

Таблица 2

Результаты рентгенофлюорисцентного анализа осадков

Реагент	Массовое содержание %								
	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	SO_3	**K_2O**	**MgO**	**CaO**	NaO	Other
K_2SO_4	35,9	3,4	6,6	15,0	**18,0**	**17,1**	**1,6**	1,0	2,4
Кальцийалюмосиликатный Реагент	28,9	6,5	5,8	0,73	0,44	**3,8**	**52,9**	0,26	0,67

Таким образом, применение калцийалюмосиликатного реагента или сульфата калия позволяет решить проблему накопления сапонитовой суспензии в технологических водах предприятия, создает предпосылки к созданию замкнутого водооборотного цикла, что необходимо для предприятия, расположенного вблизи природоохранных зон. Применение сульфатов наиболее эффективно и происходит меньшее загрязнение воды, а также позволяет получить более подходящее сырье для минерального удобрения. Сапонит является перспективным сырьем для удобрений и на данный момент ведутся поиски способов утилизации данного отхода, одним из которых является применение минерала для выращивания сельскохозяйственных культур на Европейском Севере России [5].

Литература

1. Алексеев А.И., Зубкова О.С., Полянский А.С. Усовершенствование технологии обогащения сапонитовой руды в процессе добычи алмазов. / Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Технические науки. 2020. Т. 205, №1, С 74 - 80. DOI: 10.17213/1560-3644-2020-1-74-80
2. Алексеев А.И., Зубкова О.С., Полянский А.С. очистка карьерных вод ПАО «Севералмаз» от дисперсных частиц глинистого минерала методом сгущения / Известия СПбГТИ(ТУ). 2020. № 55. С. 22-27. DOI 10.36807/1998-9849-2020-55-81-22-27
3. Пашкевич, М. А., Петрова, Т. А., Рудзиш, Э. Оценка потенциальной возможности использования лигнин-шламов для лесохозяйственной рекультивации нарушенных земель / Записки Горного Института. 2019. Т. 235, С. 106 - 112. DOI: 10.31897/pmi.2019.1.106.
4. Морозова М.В., Айзенштадт А.М., Фролова М.А., Махова Т.А. Использование сапонит-содержащих отходов в качестве компонента сухой строительной смеси для мелкозернистых бетонов с улучшенными эксплуатационными характеристиками / Архитектура и строительство. 2015. № 4. С. 137-141.
5. Наквасина Е. Н., Романов Е.М., Шабанова Е.Н., Косарева Е.Н., Кононов О.Д. Применение сапонит-содержащих материалов в качестве минерального удобрения при выращивании картофеля в архангельской области / Вестник КрасГАУ. 2019. № 1, С 60 - 68.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПРЕВРАЩЕНИЙ СМОЛИСТО-АСФАЛЬТОВЫХ КОМПОНЕНТОВ ТЯЖЕЛОГО НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ ПРИ ТЕРМОЛИЗЕ В УСЛОВИЯХ СВЕРХКРИТИЧЕСКОГО ИЗОПРОПИЛОВОГО ФЛЮИДА

Зырянова П.И., Кривцова К.Б.
Научный руководитель - инженер К.Б. Кривцова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день основным энергоресурсом является лёгкая и средняя нефть, снижение запасов которой вызывает необходимость вовлечения в процессы переработки нетрадиционного углеводородного сырья (природные битумы, тяжёлые нефти и тяжёлые нефтяные остатки). Нетрадиционное нефтяное сырье отличается повышенным содержанием высокомолекулярных соединений (ВМС), представленных смолисто-асфальтеновыми веществами (САВ). САВ состоят из конденсированных ароматических углеводородов, полициклических гетероатомных и металлоорганических соединений. При термическом воздействии САВ склонны к конденсации и агрегированию, следствием чего является коксообразование. Таким образом, ВМС имеют специфические состав и химическое строение, которые обуславливает основные проблемы переработки ТНС.

Схемы процессов глубокой переработки основаны на наличии термодеструктивных процессов, в результате которых снижается молекулярная масса, и наличии водорода, позволяющем при высокой температуре и давлении снизить коксообразование и удалить гетероатомные соединения, а также на применении каталитических технологий, которые интенсифицируют вышеперечисленные процессы. Однако из-за необходимости предварительной подготовки тяжёлого нефтяного сырья, дефицита водорода и быстрой дезактивации дорогостоящего катализатора подобный подход требует больших эксплуатационных затрат. В последнее время повышенный интерес вызывают исследования, направленные на поиск альтернативного источника водорода, активатора как гидрогенизационных, так и деструктивных реакций. Так, активно изучается возможность использования доноров водорода в сверхкритических условиях (СКУ) в переработке ТНС с целью увеличения степени его конверсии [2]. Основой данных процессов служат уникальные свойства сверхкритических флюидов, обладающих высокой растворяющей и диффузионной способностью при изменении температуры и давления, а также высокой плотностью и низкой вязкостью [1].

Целью данной работы является исследование направления превращений смолисто-асфальтеновых веществ тяжелого нефтяного остатка в присутствии сверхкритического изопропилового флюида при различных термобарических параметрах.

В качестве объекта исследования выбран прямогонный мазут Усинской нефти. Эксперименты по термолизу мазута в среде сверхкритического изопропилового спирта проводились в реакторе с мешалкой объемом 60 см3 в соотношении сырье:вода 1:15, длительность процесса составила 60 мин при температурах 375 и 425 °С. Термолиз мазута без добавки проводился в реакторе объемом 13 см3 при температуре 400 ℃, длительностью 60 мин. Вещественный состав продуктов термолизов определяли «горячим» методом Гольде. Элементный состав высокомолекулярных соединений после термолиза в сверхкритике изопропилового спирта (ИПС) определяли на CHNS-анализаторе Vario EL Cube (Германия). Исходные данные физико-химических характеристик и состава мазута представлены в таблице1.

Таблица 1

Исходные физико-химические характеристики мазута

Показатели	Значения
Плотность, кг/м^3	976,5
Кинематическая вязкость при 50 °С, мм^2/с	–
Температура застывания, °С	82,0
Начало кипения ℃	350,0
Компонентный состав, % мас.	
Масел	54,5
Смол	37,0
Асфальтенов	8,5

В результате проведенных экспериментов установлено, что термолиз мазута в среде СКФ приводит к эффективному снижению высокомолекулярных соединений. Так, проведение термолиза в условиях сверхкритического ИПС при температуре 425 ℃ способствует уменьшению содержания САВ в образце: количество смол на 8,4 % ниже по сравнению с результатами, полученными после термолиза с ИПС при температуре 375 ℃, и на 68,1 % больше по сравнению с термолизом без добавок. Содержание асфальтенов на 82,3 % и 75,4 % меньше по сравнению с термолизом в сверхкритике ИПС при температуре 375 ℃ и термолизом без добавки, соответственно. Содержание масел увеличивается на 21,2 % и 1,5 % по сравнению с термолизом без протонодонора и с ИПС при температуре 375 ℃. Результаты вещественного состава продутов представлены в таблице 2.

Таблица 2

Состав продуктов термолиза в СКФ

	Исходный мазут	Мазут после термолиза	Мазут, ИПС 375	Мазут, ИПС 425
Газ	-	12,41	0,29	5,01
Масла	54,5	50,41	63,03	64,01
Смолы	37,0	5,03	17,23	15,78
Асфальтены	8,5	9,13	12,71	2,25
Кокс	-	23,02	6,73	12,95

По данным элементного анализа для асфальтенов отмечено увеличение отношения H/C с увеличением температуры термолиза. Однако, для молекул смол наблюдается обратная зависимость: с увеличением температуры процесса отношение H/C уменьшается. Более того, при увеличении температуры термолиза в среде сверхкритического ИПС за счет непрерывно идущих деструктивных и радикально-цепных реакций происходит переформирование ВМС. В данных преобразованиях помимо САВ участвуют частицы ИПС различного сорта, образующиеся при достижении СКУ, из-за которых происходит увеличение кислородсодержащих соединений в САВ. Также в переформировании участвуют высокомолекулярные гетероатомные соединения, которые на молекулярном уровне встраиваются в САВ. Данные факты подтверждаются увеличением доли кислорода, серы и азота в асфальтенах и смолах термолизатов. Результаты представлены на рисунках 1, 2.

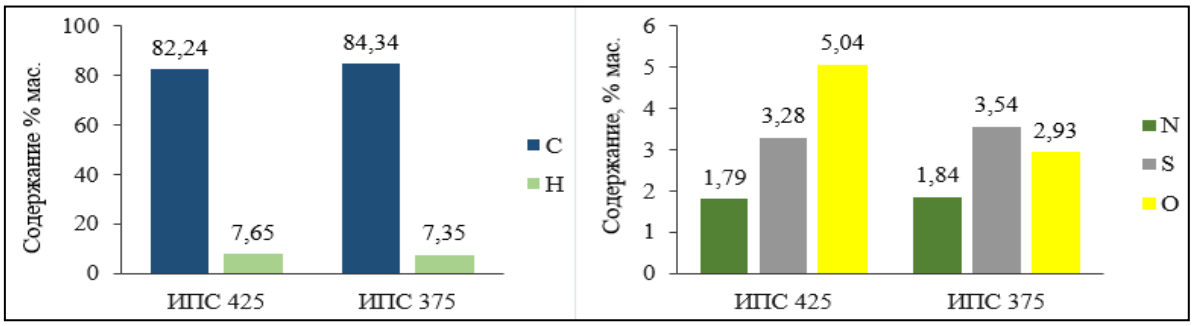


Рис. 1 Элементный состав асфальтенов после термолиза в среде сверхкритического ИПС

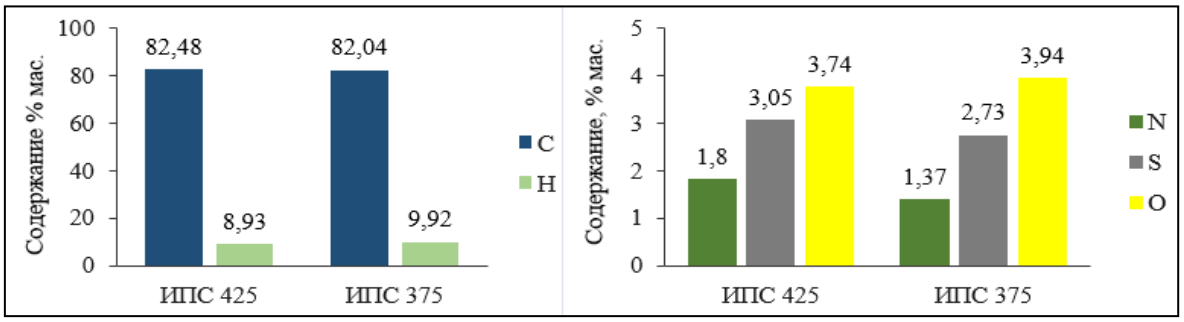


Рис. 2 Элементный состав смол после термолиза в среде сверхкритического ИПС

В результате проведенных исследований выявлено, что термолиз без добавления протонодонора не позволяет достичь необходимой степени конверсии сырья. При термолизе в среде ИПС в большей степени наблюдается снижение количества высокомолекулярных соединений по сравнению с термолизом без добавок. Однако, проведение термолиза в спиртовом флюиде при большей температуре способствует большему выходу кокса и газа. Так, содержание кокса после термолиза в среде сверхкритического ИПС при температуре 425 °С выше на 48,0 % мас., газа – на 94,2 % мас. по сравнению с результатами, полученными после термолиза при 375 °С. Деструкция САВ в условиях сверхкритического ИПС интенсифицируется с увеличением температуры, в результате чего увеличиваются доли соединений, переходящих в газы за счёт разрыва алифатических цепочек ВМС. С другой стороны, асфальтены и смолы параллельно учувствуют в реакциях поликонденсации, тем самым повышается выход кокса.

Литература

1. Буслаева Е.Ю. Сверхкритический изопропанол как реагент в органической, металлоорганической, неорганической химии и нанотехнологии // Радиоэлектроника. Наносистемы. Информационные Технологии. – 2012. – Т. 4. – № 2. – С. 38–49.
2. Кривцова К.Б. Термолиз нефтяного остатка в среде сверхкритического изопропилового спирта / К.Б. Кривцова, П.И. Зырянова, М.А. Копытов // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2020. – № 11. – С. 17 – 20.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЛИКОЛЬНЫХ КОМПОЗИЦИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА УСТАНОВКАХ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х»

Казак Д.В.

Научный руководитель доцент – профессор Зятиков П.Н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Абсорбционный метод осушки газа, основанный на разности парциальных давлений водяных паров в газе и осушителе, имеет широкое распространение в газопереработке. Установки осушки газа строят на газоперерабатывающих заводах перед подачей нефтяного газа на установки низкотемпературной абсорбции или конденсации, работающие при температурах не ниже -10÷30 °С, для осушки отбензиненного товарного газа, а также на головных сооружениях магистральных газопроводов.

Для процесса осушки важное значение имеют следующие показатели растворов гликолей:

1. осушающая способность растворов разной концентрации при различных температурах процесса абсорбции;
2. плотность растворов гликолей разной концентрации при различных температурах;
3. температура кипения водных растворов гликолей;
4. температура замерзания растворов гликолей разных концентраций [1].

Сопоставление физико-механических свойств этиленгликоля с диэтиленгликолем и триэтиленгликолем позволяет выделить следующие сравнительные характеристики:

1. температура застывания растворов этиленгликоля ниже, чем у растворов ДЭГа и ТЭГа;
2. этиленгликоль имеет большую степень предотвращения гидратообразования, а также меньшую вязкость при рабочих температурах осушки и более низкую растворимость в углеводородном конденсате;
3. при температуре 20 °С упругость паров раствора ЭГ с концентрацией 99% выше в 2,5 раза, чем упругость паров ТЭГа и в 7 раз выше, чем у ДЭГа. Из-за этого свойства в процессе осушки происходят значительные потери этиленгликоля, вследствие чего он не получил широкого распространения [2].

Возможность нагрева ТЭГа до более высоких температур является преимуществом перед ДЭГом. Оно связано с возможностью его регенерации без применения вакуума до концентрации 98,1% масс. Для ДЭГа этот показатель составляет 96,7% масс.

Такими растворами гликолей при температуре контакта 25°С, в условиях равновесия, газ можно осушить до точки росы минус 18 и минус 1°С соответственно. Отсюда следует, что в случае неэффективной работы системы вакуумирования в установке регенерации гликоля при осушке газа раствором ДЭГа получить кондиционный газ будет невозможно. В тоже время при использовании ТЭГа газ будет близок к кондиционному [3].

Таблица 1

Сравнение физико-химических свойств гликолей

Показатели	ДЭГ	ТЭГ
Молекулярный вес	106,12	150,18
Температура кипения, ° С, при давлении:		
760 мм р.с.	245	287,4
50 мм р.с.	164	198
10 мм р.с.	128	162
0,1 мм р.с.	75	115,5
Температура замерзания, С	-9	
Температура разложения, С	164,4	
Плотность при 20 С, кг/м^3	1116	
Удельная теплоемкость при 20 С, кДж/кг*К	2,1	
Вязкость при 20 С, Па*с	35,7	
Теплопроводность, вт/м*К	0,25	
Критическое давление , МПа	4,7	
Критическая температура, К	681	

Кроме этого важным преимуществом ТЭГа является низкое давление его насыщенных паров. Это обеспечит меньшие потери ТЭГа с осушенным газом в паровой фазе. Снижение потерь гликоля при использовании ТЭГа может составлять 0,2-1,5 г/1000 м3 газа в интервале температур 10-20°С, наиболее характерных для установок осушки газа, работающих без ДКС на входе. Эта величина более существенна при температурах контакта 30-40°С и выше. Нужно отметить, что низкое давление насыщения паров ТЭГа обеспечит его меньшие потери с рефлюксной жидкостью. Потери ДЭГа в размере 10–15 % приходятся на рефлюксную жидкость, с учетом чего можно полагать, что переход на ТЭГ позволит уменьшить потери гликоля на величину 5 г/1000 м3 осушаемого газа. Наиболее существенным отличием между рассматриваемыми гликолями является растворимость в них тяжелых углеводородов. Этот показатель у ТЭГа значительно выше, что является основным недостатком использования ТЭГа при осушке [4].

Для выяснения эффективности работы абсорберов УКПГ на месторождении «Х» при применении в качестве осушителя ТЭГа были проведены исследования в условиях установившегося технологического режима работы. В абсорберах капельный унос жидкости с газом определялся по методике прибором ГПР, разработанным ЦКБН. В виду малых величин уноса ТЭГа с газом и для сокращения времени замеров, унос определялся весовым методом. Точка росы определялась прибором «Харьков 1М» [5].

Проведенные испытания подтвердили основные положения о преимуществе использования ТЭГа вместо ДЭГа на УКПГ месторождения «Х»; технологические потери ТЭГа (унос из абсорберов и регенератора) не превышают 20 мг/м3 газа; абсорбер обеспечивает точку росы по влаге не выше минус 20°С при температуре контакта 7,2-7,4 °С и концентрации РТЭГа – 98,5% масс.; блок регенерации ТЭГа обеспечивает получение концентрации ТЭГа 98,6% масс. При атмосферном давлении, производительность блока регенерации 20 м3/час и температура в испарителе 185-190 °С.

ТЭГ является более дорогим абсорбентом, он дороже ДЭГа в четыре раза. Расчеты, опирающиеся на тот факт, что потери последнего с сухим газом так же в четыре раза выше по сравнению с ТЭГом, подтверждают выгодность использования ТЭГа. При осушке газа ДЭГом необходимо тратить дополнительную энергию для создания вакуума в десорбере, что приводит к дополнительному повышению затрат на использование ДЭГа.

При регенерации ДЭГа разница между температурой разложения и рабочей температурой системы составляет не более 4°С, что вызывает его частичную деструкцию и, соответственно, снижение качества осушки газа. Для нейтрализации элементов разложившегося ДЭГа необходимо добавлять специальные присадки, что влечет дополнительные затраты не только на приобретение, но и хранение реагента.

Таким образом, анализ показал, что с технологической точки зрения ТЭГ имеет ряд значительных преимуществ по сравнению с ДЭГом, но имеет большую цену. Однако совокупность таких факторов как более низкий расход, более низкая допустимая концентрация регенерированного раствора, более низкие потери с осушенным газом обеспечивают благоприятные условия для использования ТЭГа в абсорбционной технологии осушки природного газа.

Литература

1. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Соответствие вычислительных систем гидродинамических моделей природным и техногенным процессам нефтегазодобычи // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – № 1. – С. 127-135
2. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Стохастикоаналитическая модель гидросистемы продуктивных пластов для исследования проводимостей между скважинами // Научнотехнический журнал Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 37-44
3. Грачев С.И., Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Повышения уровня контроля и управления систем ППД посредством создания универсальной модели // Научно-технический журнал «Известия вузов. Нефть и газ». – 2016. – № 4. – С. 37-44.
4. Колокольцев С. Н., Аджиев А. Ю., Кантор Е. А. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов. Монография //М.: ЛЕНАНД. – 2015г. – 314 с.

ТЕХНОЛОГИЯ БИНАРНЫХ СМЕСЕЙ КАК ПРИНЦИПИАЛЬНО НОВЫЙ И НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Коновалов А.А., Карапузов И.А., Федюшкин К.Г.
Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В соответствии со сложившейся ситуацией, когда вертикально интегрированные нефтяные компании стараются добыть максимальное количество нефти в короткие сроки и доля трудноизвлекаемых запасов растёт с каждым годом. В соответствии с этим, появляется необходимость разработки остаточных труднодоступных запасов, оставшихся в недрах. Термогазохимическое воздействие (ТГХВ) является методом комплексного воздействия на пласт, что характеризует данную технологию как наиболее перспективную среди других существующих методов увеличения нефтеотдачи пластов. Применение бинарных смесей позволит повысить нефтеотдачу пластов в среднем на 5–10%. В данной работе рассмотрен принцип вытеснения нефти с применением аммиачной селитры и продукта реакции разложения, произведен анализ опытно-промышленных испытаний как в России, так и за рубежом, существующие проблемы и тенденция развития. Так же предложены месторождения-аналоги, на которых, по мнению авторов, применимость данной технологии имеет положительную тенденцию к реализации и повышению потенциала разработки. Особое внимание уделено экономической эффективности ТГХВС по сравнению с другими методами увеличения нефтеотдачи пластов при нынешнем состоянии рынка в нефтяной и газовой промышленности. [2].

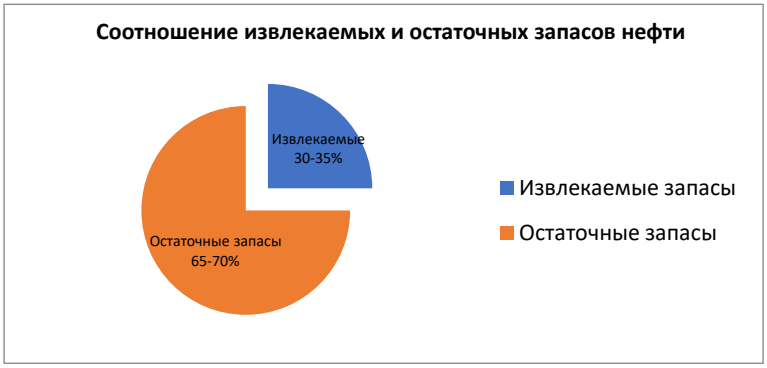


Рис. 1 Соотношение извлекаемых и остаточных запасов нефти на территории РФ [2]

Для разработки пластов-коллекторов с осложненными условиями добычи углеводородного сырья, используются различные методы увеличения нефтеотдачи (МУН), которые классифицируются по типу рабочих

агентов. Наиболее применимыми методами для месторождений Западной Сибири стали методы гидравлического разрыва пласта, бурение горизонтальных и многозабойных скважин и различного рода кислотные обработки. Применимость перечисленных методов ограничивается геологическими условиями залегания и анизотропией физических свойств пластов–коллекторов.

Так, данные методы характеризуются различной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи пластов. (Рис.2).

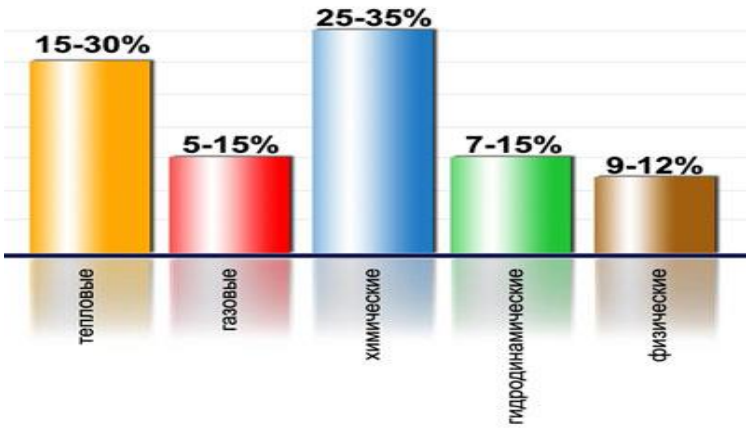


Рис. 2 Потенциальные возможности увеличения нефтеотдачи пластов различными методами. [3]

С учетом минусов наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов,авторами данной работы выдвигается предложение по применению принципиально новой, комбинированной технологии термогазохимического воздействия (ТГХВ) на пласт с использованием бинарных смесей.

Бинарные смеси – водные растворы селитры и инициаторов реакции их разложения (Aleksandrov, Koller, 2008; Мержанов и др., 2010). Водные растворы БС закачивают в скважину, где они вступают в контакт в призабойной зоне скважины (ПЗС) и реагируя, выделяют тепло и газ, которые уходят в пласт под давлением, создаваемым реакцией. На рисунке 3 представлена схема закачки реагентов в скважину [4].

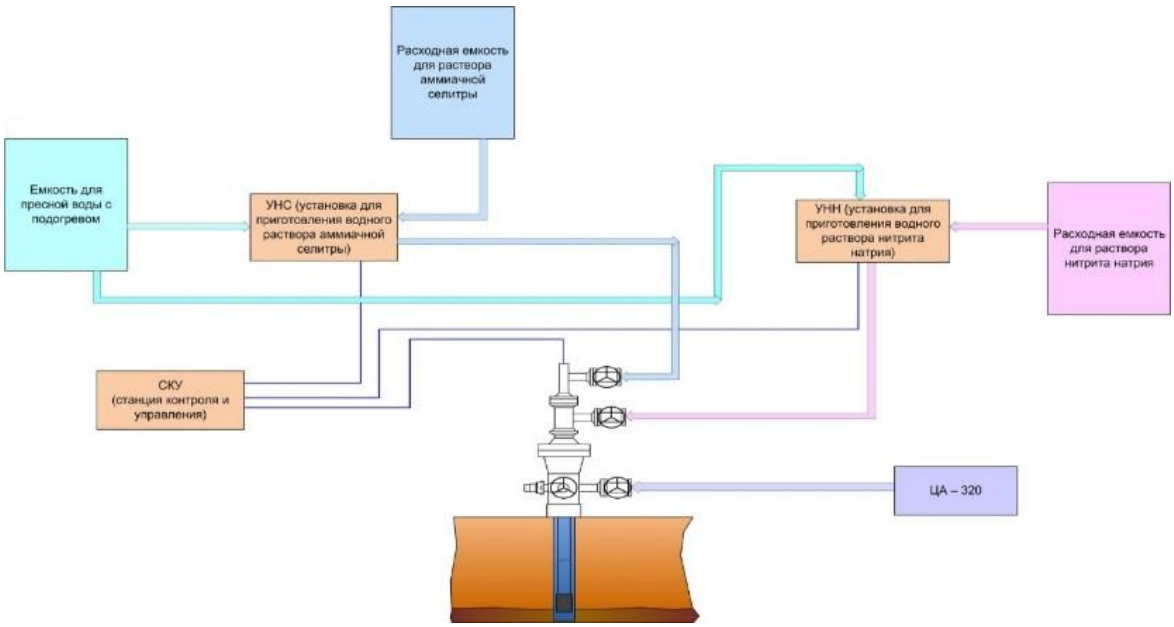


Рис. 3 Схема подачи бинарных смесей

Систему регулируемой закачки смеси, в ходе которого селитра превращается в газ и тепло, это экзотермическая реакция, разогревающая пласт и создающая условия для газлифта, работающего за счет энергии окисления нефти кислородом, который выделился в результате реакции.

С 2015 по 2016 год по месторождению ООО “Лукойл-Коми” была проведена 41 обработка, 34 из которых было признанно эффективными. Дополнительная добыча нефти на одну скважину составила 1072 тн. Дополнительная добыча по всем скважинам составила 36 465 тонн. С января 2017 по апрель 2018 года по месторождению ООО “Лукойл-Коми” было проведено 17 обработок, 10 из которых было признанно

эффективными. Дополнительная добыча нефти на одну работающую скважину составила 2409 тн. Дополнительная добыча по всем скважинам составила 36 465 тонн. [4].

Таблица 1

Результаты ОПИ технологии БС на скважинах №1242 и №3003 Усинского месторождения

№ скв.	УЭВН	Месяц	Дата запуска	Базовый дебит	Кол-во суток	Средний дебит, тн/сут	Доп. Добыча нефти, тн	Удельный дебит, тн/сут	План. уд. дебит
1242	ЭВНТ – 25 - 1500	11.2011 12.2011 01.2012 02.2012 03.2012	09.11.2011	0	22.00 30.83 31.00 29.00 31.00	5.82 5.50 4.63 4.94 3.98	128.00 169.57 143.00 143.26 123.38		
		Итого			143		707.73	4.92	8.5
№ скв.	УЭВН	Месяц	Дата запуска	Базовый дебит	Кол-во суток	Средний дебит, тн/сут	Доп. Добыча нефти, тн	Удельный дебит, тн/сут	План. уд. дебит
3003	ЭВНТ – 25 - 1500	01.2012 02.2012 03.2012	04.01.2012	1.93 т/с	28.00 23.00 30.75	10.6 10.6 9.98	242 199 247		
		Итого			81		690	8.44	6.5

Принимая во внимание тот факт, что на Усинском месторождении разрабатывается пермокарбоновая залежь с содержанием высоковязкой нефти, которая представляет собой единую гидродинамическую систему, были выявлены месторождения аналоги на территории Западной Сибири. К таковым относится по мнению авторов [5], Русское месторождение, которое является одним из крупнейших в России по запасам тяжелой нефти за Северным полярным кругом и является уникальным во многих отношениях объектом, требующем нетривиальных подходов к его разработке [6].

Таблица 2

Экономические показатели применимости БС

Аммиачная селитра, руб/т.	Нитрит натрия, руб/т	Рыночная стоимость нефти марки Urals, руб/бар.
9700	77000	4664

Для решение актуальной проблемы, связанной с низкими показателями КИН, автором выдвигается предложение, основанное на стимулировании государством компаний, инвестирующих в разработку залежей с ТРИЗ, о построении полигона на территории Томской области, на котором будут испытываться технологии БС с целью повышения извлечения нефти из недр палеозойский отложений по Западной Сибири, а в дальнейшем и по всей России.

Проводя анализ применения технологии БС на месторождении Республики Коми, как месторождения-аналога, со схожим геологическим строением палеозойских отложений и реологическими свойствами нефтей на месторождениях Западной Сибири, можно сделать вывод о том, что при использовании технологии БС приведет к увеличению КИН и найдет технологически и экономически эффективное применение для дальнейшего обширного использования не только на группе месторождений Томской области, но и по всей России.

Литература

1. Лисовский Н.Н. О классификации трудноизвлекаемых запасов / Н.Н. Лисовский, Э.М. Халимов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009 – № 6 – С. 33–35.
2. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. №2. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/9/023.pdf
3. Иванов Е.Н., Кононов Ю.М., Мухамадиев Р.В. Разработка методики выбора месторождений при обосновании применения методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Томской области // Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений, добычи и переработке нефти: Сб. тез. докл. IV научно-практ. конф. – 26–28 апреля 2011. – Уфа, 2011. – С. 34.
4. Guerillot D.R. EOR Screening With an expert System. SPE paper 17791. Petroleum Computer Conf. San Jose. California. 1988. 11.
5. Shokir E.M., Sayyoch M.H. Selection and Evaluation EOR method Using Artificial Intellegence. SPE paper 79163. Annual international Conference and Exhibition. Abuja, Nigeria. 2002. 7.
6. Shandrygin A.N., Lutfullin A. Current Status of Enhanced Recovery Techniques in the Fields of Russia // SPE paper 115712, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exebition. – Sept.21–24, 2008. – Denver, Colorado, 2008. – 18 p.

ГРП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭНЕРГИИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ГАЗА ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Коротков Р.Н.
Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

За последние десятилетия с помощью гидроразрыва пласта значительно увеличили добычу нефти и газа из плотных песчаных коллекторов во многих странах. Принимая во внимание нарушения свойств пластов, огромное потребление воды и воздействие на окружающую среду, связанное с жидкостями ГРП на водной основе, данное исследование было направлено на изучение технологий безводного ГРП из-за их высокого потенциала для решения данных проблем. В статье рассматриваются ключевые теории и особенности технологий безводного гидроразрыва пласта, в частности, ГРП на углеводородной основе с применением углекислого газа.

Гидравлический разрыв пласта для разработки резервуаров с проницаемостью микро- и нано-Дарси предполагает закачку жидкости под высоким давлением и с высокой скоростью в пласт для создания трещин в породе. Преимущественно гидравлические трещины распространяются перпендикулярно минимальному напряжению в одной плоскости вокруг перфорационных отверстий. Когда закачка прекращается, и трещина закрывается, расклинивающие агенты, взвешенные в жидкости гидроразрыва, создают сложную сеть трещин. Эти сети трещин увеличивают площадь контакта между пластом и стволом скважины и служат высокопроводящими путями для потока пластовых флюидов в ствол скважины [3, 9].

Современная технология гидроразрыва пласта применяется во всем мире на месторождениях: на более чем 90% газовых и 70% нефтяных скважин, пробуренных в последние годы, провели ГРП [1]. Гидравлический разрыв пласта обычно основан на использовании жидкостей на водной основе, из-за общедоступности и низкой стоимости, а также ее способности транспортировать проппант, однако зависимость от воды имеет несколько серьезных недостатков. Во-первых, вода может нанести значительный ущерб пласту, который заключается в проявлении капиллярных эффектов, снижении эффективной проницаемости и набухании глины в результате впитывания воды и гидратации минералов (рис. 1) [10]. Данные повреждения пласта препятствуют потоку углеводородов из скелета породы в сеть трещин и, таким образом, ухудшают производительность и эффективность извлечения флюида. Во-вторых, использование воды в больших количествах может создать значительную нагрузку на местные водные ресурсы, а также на местную окружающую среду. В-третьих, неправильная утилизация или обработка большого количества обратной жидкости может привести к спорным экологическим вопросам. За исключением случаев повторного закачивания в глубокие пласты, жидкости обратного потока, содержащие химические добавки, высокие концентрации взвешенных твердых частиц, солей и углеводородов и т.д., должны подвергаться надлежащей обработке, чтобы избежать загрязнения окружающей среды, что увеличивает стоимость проведения операций гидроразрыва пласта [6]. Все эти проблемы, связанные с водой, требуют исследования и разработки технологий безводного ГРП.

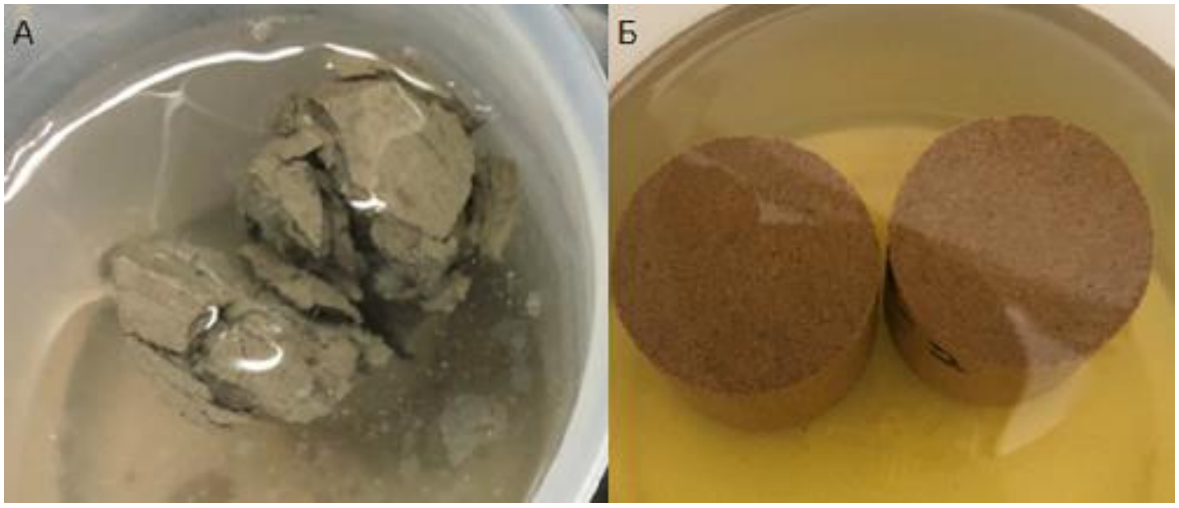


Рис. 1 Взаимодействие образцов керна с водой и дизелем

Полевые испытания гидроразрыва пласта на углеводородной основе были впервые проведены в Колорадо, Канзасе, Техасе и Вайоминге в конце 1940-х годов [2]. В ходе этих испытаний в 11 из 23 стимулированных скважин повысилась продуктивность. В данных полевых испытаниях бензин превращался в высоковязкую жидкость, обеспечивающую перенос песка, за счет добавления напалма. Жидкости, включая конденсат, керосин, дизельное топливо или даже сырую нефть, могут использоваться отдельно или в смеси для образования базовой жидкости [8]. Первоначально предполагалось, что использование бензина позволит избежать большей части повреждений пласта, связанных с водой. Однако жидкости на нефтяной основе могут также и ухудшить эффективную проницаемость газовых резервуаров [11]. Принимая во внимание эффект локализации в

небольших порах (~10 нм и меньше) тяжелых углеводородных компонентов, вносимых нефтью, эффективная проницаемость может ухудшиться. Кроме того, жидкости на нефтяной основе дороги, и их трудно утилизировать.

Чтобы помочь с обратным потоком жидкости и уменьшить количество требуемой нефти, газ (CO_2 или N_2) может быть использован для «подпитки» данной жидкости [5]. Из-за хорошей смешиваемости с углеводородами CO_2 часто выбирают в качестве подпитывающего газа. Эксперименты на керне Монтни со средней проницаемостью 6,6 мкД продемонстрировали, что жидкость ГРП состоящая 50% на 50% из CO_2 и C_{7-11} восстанавливает проницаемость по метану до 99,9% после 7-дневной выдержки в репрезентативных условиях коллектора [9]. В начале 2000-х осуществили углеводородно-углекислотный гидроразрыв в скважине в формации Морроу в Оклахоме, которая представляет собой водочувствительный пласт из мелкого песчаника с измеренной проницаемостью керна 1,26 мД. Целевая скважина была простимулирована гелем на основе дизельного топлива, содержащим 30-40% CO_2. Сравнение с двумя соседними скважинами с аналогичными характеристиками пласта, которые обрабатывались гелеобразным дизельным топливом без использования CO_2, показало, что начальный дебит целевой скважины был на 140% выше и его расчетная конечная извлекаемость увеличилась на 110%. Кроме того, в результате анализа восстановления давления была получена полудлина трещины – 20 метров и скин-фактор – -3 для целевой скважины, что превосходит 11 метров полудлины и скин-фактор – -1 двух соседних скважин. Гупта и Лещишин сравнили краткосрочные данные по добыче газа для 55 скважин, завершенных в газовой формации Рок Крик в Альберте, которая имеет типичный диапазон пористости 10-14% и диапазон проницаемости 1-5 мД [5]. Из этих скважин 7, 16 и 32 были стимулированы нефтесодержащим гелем, активированным CO_2, активированным N_2 и неактивным нефтяным гелем, соответственно. Хотя использовались разные типы и концентрации проппанта, в целом ГРП с использованием CO_2 примерно вдвое увеличил среднюю кумулятивную добычу газа, достигаемую при углеводородном гидроразрыве с подачей и без энергии N_2. Недавно на месторождении Карр (газовый участок Монтни) Хлидек исследовал характеристики газифицированного нефтяного геля и газифицированного водного геля при гидроразрыве 6 горизонтальных скважин [7]. Продуктивная зона представлена мелким песчаником, имеет среднюю пористость 7% и среднюю газопроницаемость 0,28 мД. Первоначальные данные о дебите показали, что три скважины, стимулированные нефтью, содержащей 20% CO_2, превзошли другие три скважины, стимулированные водой, содержащей 25% CO_2, на 107%, даже несмотря на то, что объем суспензии используемой жидкости на нефтяной основе был намного меньше. Кроме того, обратный поток жидкости на углеводородной основе происходил в 8 раз быстрее, чем обратный поток жидкости на водной основе, с увеличением извлечения на 75%. Очевидно, что углекислый газ значительно улучшает совместимость традиционной жидкости гидроразрыва на нефтяной основе с нетрадиционными коллекторами.

В настоящее время обратный поток, который составляет около 40-50% жидкости для гидроразрыва, очищается и повторно используется для последующего гидроразрыва, что снижает стоимость жидкости и воздействие на окружающую среду [3, 7]. Отработанная нефть обычно возвращается с добытой нефтью на нефтеперерабатывающий завод для переработки [4]. Тем не менее, существует несколько проблем, связанных с углеводородным гидроразрывом под действием CO_2, например, 1) нарушение проницаемости из-за присутствия остаточного флюида, 2) сложность в разделении CO_2 и углеводородов, 3) риски для безопасности.

На сегодняшний момент использование гелей на углеводородной основе насыщенных углекислым газом является крайне перспективным и инновационным методом для сложных газовых залежей, находящихся в России (например, туронских). Особенность данных залежей заключается в неоднородности и изменчивости по литологическому составу, а также низкой проницаемости коллекторов. 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.

Литература

1. Brannon, H. D. 2010. Hydraulic fracturing materials: application trends and consideration, SPE distinguished lecture.
2. Clark, J. B. 1949. A hydraulic process for increasing the productivity of wells. Journal of Petroleum Technology, 1(01): 1-8.
3. Edwards, J., Tudor, R. and Jones, D. 2009. Benefits of quality hydrocarbon fracturing fluid recycling, in the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, 16-18 June. Paper 2009-056.
4. Fyten, G., Houle, P., Taylor, R. S., Stemler, P. S., and Lemieux, A. 2007. Total phosphorus recovery in flowback fluids after gelled hydrocarbon fracturing fluid treatments. Journal of Canadian Petroleum Technology, 46 (12): 17-21.
5. Gupta, D. V. S. and Leshchyshyn, T. T. 2005. CO2 energized hydrocarbon fracturing fluid: history & field application in tight gas wells in the rock creek gas formation. SPE 95061.
6. Hayes, T. D., Halldorson, B., Horner, P., Ewing, J., Werline, J. R. and Severin, B. F. 2014. Mechanical vapor recompression for the treatment of shale-gas flowback water, Oil and Gas Facility, 3(4), 54-62. SPE 170247.
7. Hlidek, B. T., Meyer, R. K., Yule, K. D., and Wittenberg, J. 2012. A case for oil-based fracturing fluids in Canadian Montney unconventional gas development. SPE 159952.
8. Maberry, L. J., Tanner, K. V., McConnell, S. B., and Hinkel, J. J. 1997. Field evaluation of wells fractured in the North La Barge field using continuous-mix gelled oil. SPE 38377.
9. Mayerhofer, M. J., Lolon, E., Warpinski, N. R., Cipolla, C. L., Walser, D. W., and Rightmire, C. M. 2010. What is stimulated reservoir volume? SPE Production & Operations, 25(01): 89-98.
10. Sinal, M. L. and Lancaster, G. 1987. Liquid CO2 fracturing: advantages and limitations. JCPT, 26(5): 26-30. PETSOC-87-05-01.
11. Smith, C. F. 1973. Gas well fracturing using gelled non-aqueous fluids. SPE 4678.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОРФИРИНОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ПЛАТО И ТИМАНО-ПЕЧЕРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Кривцова К.Б., Федорова Е.Н.
Научный руководитель - инженер К.Б. Кривцова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современной нефтеперерабатывающей промышленности наблюдается тенденция к утяжелению перерабатываемого сырья. Нефть называют тяжелой, когда в ней содержится большое количество высокомолекулярных соединений – смолисто-асфальтовых веществ (САВ). За счет содержания САВ увеличивается плотность, вязкость и молекулярная масса. САВ являются сложными компонентами, содержащимися в нефти. Они способны к образованию многокомпонентных, плотных отложений и осадков на этапе добычи, транспортировки и переработки нефти [3]. Основной трудностью использования тяжелого нефтяного сырья в нефтехимической промышленности является повышенное содержание асфальтенов и соединений металлов, приводящее к ускоренной дезактивации катализаторов глубокой переработки нефти [4].

В асфальтенах концентрируется большая часть редкоземельных металлов за счет металлпорфириновых включений. В нефтях обнаружены такие металлы, как V, Ni, Fe, Zn, Mn, Ag, Au и тд. К наиболее распространенным металлам в нефтях относятся ванадий и никель (V: 10^{-5}-10^{-2} % мас., Ni: 10^{-4}-10^{-3} % мас.) [2]. Выделяют нефти ванадиевого типа (V > Ni) и никелевого типа (Ni > V). Ванадий в виде катиона ванадила (VO^{2+}) и никель в виде катиона (Ni^{2+}) входят в состав порфириновых комплексов, являясь их ядром [5]. Широкий спектр исследований в области химии нефти и вещественного состава руд показал, что содержание ванадия и никеля в тяжелом сырье (300-600 г/т) может быть сопоставимо с концентрацией этих металлов в рудах, а иногда может многократно превосходить это количество [2].

Порфирины оказывают большое влияние на нефтяную дисперсную систему. Обладая свойствами поверхностно-активных веществ, порфирины уменьшают поверхностное натяжение системы, тем самым уменьшая смачиваемость и повышая нефтеотдачу пласта. В связи с этим, изучение структуры и свойств порфиринов сырой нефти является важнейшей составляющей на этапе разработки малодебетовых скважин, так как полученные сведения сыграют большую роль в увеличении нефтеотдачи пласта [1].

В настоящее время существует необходимость разработки и введения в крупнотанажное производство процесса выделения металлопрорфиринов с дальнейшим отделением металлов (V, Ni) из тяжелого сырья. На территории Тимано-Печорской провинции на сравнительно небольшой глубине имеются большие запасы тяжелой нефти (Усинское, Возейское, Ягерское месторождения). На территории Западно-Сибирского плато так же находятся месторождения тяжелых нефтей (Поселковое, Ясное, Снежное месторождения). Все эти месторождения характеризуются повышенными значениями плотности, вязкости и молекулярной массы за счет большого содержания смолисто-асфальто-порфириновых компонентов в них.

В качестве объекта исследования были выбраны порфирины различных месторождений тяжелых нефтей (Поселкового, Снежного, Ясного, Усинского). Физико-химические характеристики исходных нефтей представлены в таблице.

Таблица

Физико-химические характеристики объектов исследования

Показатели	Западно-Сибирское плато			Тимано-Печорская провинция
	Объект			
	Нефть Поселкового месторождения	Нефть Снежного месторождения	Нефть Ясного месторождения	Нефть Усинского месторождения
Плотность, кг/м^3: при 20 ℃	917,60	922,70	929,40	966,70
Кинематическая вязкость, мм^2/с: при 20 ℃	326,27	331,94	339,76	-*
Массовая доля асфальтенов, % мас.	1,10	2,99	3,74	7,61
Массовая доля смол, % мас.	7,82	8,47	10,35	18,71
Массовая доля масел, % мас.	91,08	88,54	85,91	73,68

-* *не имеет свободного истечения.*

Асфальтены выделяли «холодным» методом Гольде. Для выделения порфиринов был выбран метод кислотного концентрирования (обработка сырья с помощью концентрированной серной кислоты) с последующей экстракцией бензолом. Выделение порфиринов методом кислотного концентрирования характеризуется большей степенью извлечения порфириновых комплексов. Полученные экстракты анализировали с помощью прибора «Agilent Cary 60 UV-Vis» (США) от 400 до 700 нм.

Бензольные экстракты порфиринов разделяли на фракции при помощи тонкой колоночной хроматографии. Колонку заполняли силикагелем и пропитывали бензолом. На выходе из колонки отбирали небольшие аликвоты порфириновых экстрактов.

При облучении ультрафиолетовым излучением растворов порфиринов в органических растворителях они испускают интенсивное флуоресцентное свечение различных цветов, что свидетельствует о наличии в образце порфиринов различных серий (рисунок 1).

Порфирины, полученные в ходе эксперимента, представляют собой смесь гомологов из нескольких гомологических рядов. Основным отличием гомологов в каждом ряду является наличие CH_2 групп, находящихся на месте алкильных заместителей. Тем не менее, свойства и влияние, оказываемое порфиринами различных гомологических рядов на нефтяную дисперсную систему, в корне разное. На рисунке 1 представлены отдельные фракции и структурные формулы свободных порфиринов.

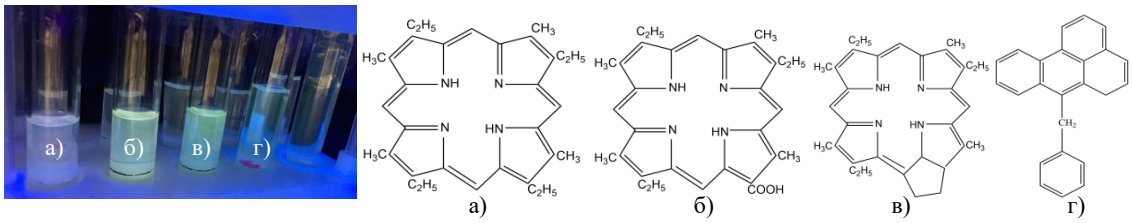


Рис. 1. Экстракты выделенных свободных порфиринов различных серий (слева – вид под облучением УФ-излучением, справа – молекулярная структура): а) этио - серии; б) родо - серии; в) ДФЭП - серии; г) смолообразные примеси.

Как видно из рисунка 2, для каждого экстракта нефти зарегистрировано наличие двух полос поглощения разной степени интенсивности при 530 и 570 нм, что подтверждает наличие V и Ni в избыточной концентрации.

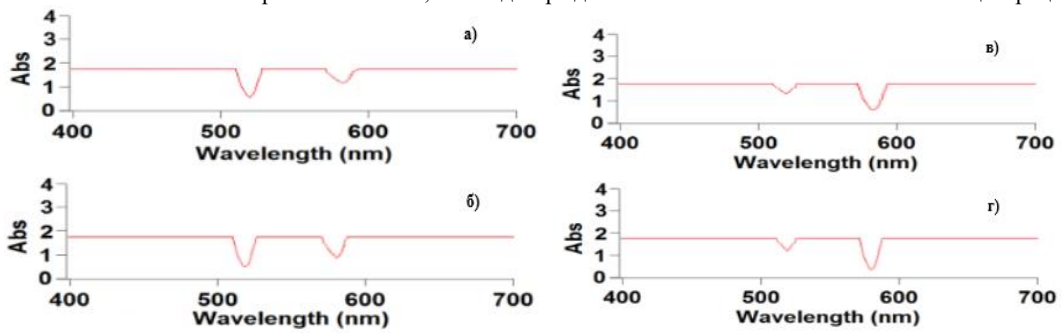


Рис. 2. УФ-спектры порфиринов: а) Поселкового месторождения; б) Снежного месторождения; в) Ясного месторождения; г) Усинского месторождения

По данным УФ-анализа видно, что на Западно-Сибирском плато преобладают тяжелые нефти никелевого типа (Поселковое, Снежное месторождения), в то время, как в Тимано-Печорской провинции преобладают тяжелые нефти ванадиевого типа (Усинское месторождение).

При облучении ультрафиолетовым излучением растворов порфиринов в органических растворителях они испускают интенсивное флуоресцентное свечение различных цветов, что свидетельствует о наличии в образце порфиринов различных серий в избыточной концентрации.

Металлопорфирины, обладая плоской ароматической структурой, и, имея в своем составе гетероатомы, оказывают значительное влияние на процессы флокуляции асфальтенов.

Процесс выделения металлопорфиринов из тяжёлого сырья и нефтяных остатков позволит оптимизировать процессы переработки нефти, а также получать металлпорфириновые концентраты, что в свою очередь делает этот этап не только эффективным, но и экономически выгодным.

Литература

1. Ахмеджанов Т.К., Нуранбаева Б.М., Молдабаева Г.Ж. Инновационный способ извлечения ванадия из нефти и нефтепродуктов // Научно-техническое обеспечение горного производства. – Алматы-2011. Т. 80. – С. 185–189.
2. Герасимова Н.Н., Нестеренко В.И., Сагаченко Т.А., Алешин Г.Н., Глухов Г.Г. Состав и особенности распределения гетероатомов и микроэлементов в нефти и нефтяных остатках // Нефтехимия-1979. – Т. 19. – С. 768–773.
3. Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов. – Владивосток: Дальнаука-2011. – 288 с.
4. Якубов М.Р., Милордов Д.В., Якубова С.Г., Борисов Д.Н., Иванов В.Т., Синяшко К.О. Содержание и соотношение ванадии и никеля в асфальтенах тяжелых нефтей // Нефтехимия-2016. – Т.56. – С. 19.
5. Якубов М.Р. Состав и свойства асфальтенов тяжелых нефтей с повышенным содержанием ванадия: дис. на соиск. уч. ст. док.хим. наук / Якубов М.Р. – Казань, 2019. – 32 с.

АНАЛИЗ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Лиинтин И. А.
Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Природный газ является газожидкостной смесью углеводородов с различными примесями. Помимо примесей, в сыром газе, добываемом из скважины, всегда присутствует влага в виде паров. Надежность эксплуатации оборудования установки комплексной подготовки газа (УКПГ), безгидратная транспортировка газа, вследствие которой, могут меняться термобарические параметры транспортируемой продукции, выдвигают определенные требования к качеству транспортируемого газа. Данные требования отражаются в отраслевом стандарте Газпрома [4], главные из них это точка росы по влаге (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 к образованию газогидратов, осаждению твердых веществ на стенках газопровода и его закупорке [1-2].

Целью данной работы являлось анализ работы установки комплексной подготовки газа Ямбургского НГКМ.

В качестве исходных данных для анализа взят состав природного газа, добываемого из валанжинской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения [5]. Газ метановый, с содержанием воды до 4 г/м^3, содержание механических примесей до 10 г/м^3, сероводород отсутствует (табл.1).

Таблица 1

Исходный состав газа

Компонент	% объемные
Метан CH_4	98,3
Этан C_2H_6	0,19
Пропан C_3H_8	0,18
Бутан C_4H_{10}	0,02
Азот N_2	1,27
Гелий He	0,013
Водород H_2	0,027

Фактическая производительность установки комплексной подготовки газа составляет около 14 млрд м^3/год. Помимо газа, на данном участке недр добывают нестабильный газовый конденсат. Фактическая производительность по газовому конденсату составляет около 1550 тыс. т./год.

Следует отметить, что технология подготовки газа и конденсата, существенно отличается от используемой типовой схемы большинством добывающих обществ страны. Основной отличительной особенностью технологической схемы УКПГ-1В является использование абсорбционного оборудования вместо низкотемпературных сепараторов на последней ступени выделения конденсата из потока сырого газа. Так же хочется отметить, что процесс подготовки валанжинского газа и конденсата на УКПГ-1В реализован с помощью схемы, которая включает в себя абсорбер, в котором происходит отдувка газом метанола из водометанольного раствора (ВМР), низкотемпературную сепарацию и низкотемпературную абсорбцию (извлечение влаги и конденсата C_{3+} из газа при низкой температуре с помощью орошения колонны охлажденным конденсатом) [3].

Низкотемпературные абсорберы А-2 являются основными аппаратами технологической схемы подготовки УКПГ-1В. От эффективности их работы в основном зависит качественные и количественные показатели товарной продукции объекта.

Поскольку месторождение перешло в период падающей добычи углеводородного сырья, а на участке недр газового промысла 1В добывается конденсат, то на некоторых участках технологического процесса наблюдается выпадение газовых гидратов, а именно в А-2.

Возможность образования газогидратов в технологическом процессе на установке УКПГ-1В можно определить с помощью утилиты «Hydrate Formation Utility» в программном комплексе «UniSim Design».

Для предотвращения гидратообразования в низкотемпературном абсорбере А-2 при использовании ВМР в колоне А-1 возможны несколько вариантов изменения режима работы УКПГ, а именно:

1. Увеличение концентрации ВМР;
2. Увеличение расхода ВМР;
3. Ингибирование конденсата метанолом, который подается на орошение А-2;
4. Сочетание данных способов.

Результаты моделирования представлены в таблице 2.

Таблица 2

Предотвращение гидратообразования в низкотемпературном абсорбере при использовании ВМР

Расход ВМР в А-1, кг/ч		Без дополнительного ингибирования		При ингибировании с расходом 300 кг/ч		При ингибировании с расходом 400 кг/ч	
		Точка росы, ºС	Образование гидратов в А-2, да/нет	Точка росы, ºС	Образование гидратов в А-2, да/нет	Точка росы, ºС	Образование гидратов в А-2, да/нет
ВМР 85% масс	1500	-26,5	да	-20,2	нет	-17,9	нет
	2000	-34,9	да	-24,9	нет	-23,6	нет
	2500	-38,4	нет	-28,1	нет	-26,3	нет
ВМР 90% масс	1500	-27,6	да	-20,3	нет	-18,9	нет
	2000	-37,5	нет	-26,9	нет	-25,43	нет
	2500	-44,9	нет	-33,2	нет	-30,1	нет

При отсутствии дополнительного ингибирования для предотвращения гидратообразования в абсорбере А-2 нужно повышать расход ВМР на орошение абсорбера А-1 до 2500 кг/ч с концентрацией ВМР 85 % масс и до 2000 кг/ч с концентрацией ВМР 90 % мас., таким образом, при минимальной концентрации, которая указана технологическим регламентом и составляет 70 % мас., необходим еще больший расход. Точка росы меньше минус 20 ºС достигается уже при расходе равном и больше 1500 кг/ч.

При дополнительном ингибировании, которое составляет 300 кг/ч расход ВМР в абсорбер А-1 можно сократить до 1500 кг/ч (конечный расход метанола составит около 1800 кг/ч), регламентированное значение точки росы осушенного газа достигается, но без запаса. При ингибировании в 400 кг/ч проблема гидратообразования в колонне абсорбера А-2 полностью решается, однако возникают проблемы с достижением нужной степени осушки – необходим расход ВМР в абсорбере А-1 от 2000 кг/ч (в общем, примерно, 2400 кг/ч). Подводя итог, наиболее экономичным вариантом является – расход ВМР 85 % мас. на орошение абсорбера А-1 - 1500 кг/ч, ингибирование конденсата орошения в абсорбере А-2 - 300 кг/ч, однако наиболее удобным вариантом остается повышение расхода ВМР 85 % мас. до 2500 кг/ч без дополнительной подачи метанола перед абсорбером А-2. В этом случае метанол переходит в паровую фазу и по мере снижения температуры при дальнейшем охлаждении газа конденсируется, предотвращая гидратообразование на всем протяжении технологического процесса.

Таким образом в условиях УКПГ-1В кондиция газа соответствует отраслевому стандарту во всех случаях. Подготовка газа возможна с применением ВМР с осушкой газа до регламентируемой точки росы и без выпадения гидратов в низкотемпературных колоннах при расходе 1800-2500 кг/ч при достаточно высоких температурах контакта 20-40 ºС. Введение гликолевой осушки в дополнение к использованию метанола является нецелесообразным и экономически невыгодным, поскольку:

- в случае внедрения гликолей потребуется снижать температуру контакта;
- модернизировать оборудование и дополнительно вводить метанол с расходом более 300 кг/ч;
- экономически невыгодно, поскольку цена гликоля на порядок выше цены метанола.

Литература

1. 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.
2. 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.
3. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования – М.: Недра, 2000. - 274 с.
4. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. - 19 с.
5. Технологический регламент эксплуатации промысла ГП-1В

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРВАВЛЕНИЯ ПРЕВРАЗЕНИЯ СМОЛИСТО-АСФАЛЬТОВЫХ КОМПОНЕНТОВ МАЗУТА ПРИ СОВМЕСТНОЙ КОНВЕРСИИ С РАСТИТЕЛЬНЫМИ МАСЛАМИ

Логачева Д.Н., Кривцова К.Б., Бояр С.В.
Научный руководитель - инженер К.Б. Кривцова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ввиду истощения запасов легких и средних нефтей нефтеперерабатывающие компании вынуждены вовлекать в переработку нетрадиционное тяжёлое нефтяное сырьё (ТНС). Однако, использование классических деструктивных методов переработки (гидрокрекинг, термический и каталитический крекинг) затруднительно для данного вида сырья, так как содержащиеся в нефтяных остатках металлы и гетероатомные соединения являются ядами для катализатора [1]. В связи с этим наиболее актуальными становятся новые нетрадиционные методы переработки тяжелого сырья, направленные на улучшение качества продуктов процесса. Так, применяются различные воздействия (электромагнитное воздействие на реакционную смесь, использование плазмы, озонолиз) и используются многообразные добавки, из огромного перечня которых следует выделить вещества, направленные на улучшение качества продуктов процесса с применением концепции «зеленая химия». На основе данной концепции создаются различные ингибиторы коагуляции асфальтенов, а также многообразные реагенты, которые применяются для более глубокой переработки нефти. Они соответствуют всем экологическим требованиям: биоразлагаемость, нетоксичность, минимальное влияние на окружающую среду в процессе производства [2]. В качестве такой добавки следует выделить растительные масла.

В качестве объекта исследования был выбран мазут Усинской нефти (УМ) с добавкой нерафинированного подсолнечного масла (НПМ). Выбор мазута в качестве объекта исследования обусловлен содержанием большого количества парафиновых углеводородов и высокомолекулярных соединений, а в составе НПМ находятся жирные кислоты с двойными связями, которые могут блокировать реакции рекомбинации высокомолекулярных радикалов. Подсолнечное масло характеризуется высоким индексом непредельности – 9,0 %, что выше, чем у кокосового и горчичного масел.

Таблица 1

Сравнительная таблица индекса непредельности

Растительные масла	Индекс непредельности, %
Кокосовое	1,2
Рапсовое	4,7
Горчичное	6,4
Подсолнечное	9,0

Для того, чтобы иметь представления о продуктах превращении мазута, сначала проводили крекинг без добавления масла. Крекинг проводили в автоклаве объемом 12 $см^3$, оснащённом термопарой, краном высокого давления и манометром. В автоклав загружали сырьё, продували аргоном (для исключения попадания кислорода воздуха) и герметично закручивали. Эксперимент проводили при температуре 450 °С, в течении 2 ч. После проведения термолиза 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 8 % от массы при тех же условиях. Содержание смолисто-асфальтеновых веществ определяли «горячим» методом Гольде, результаты которых представлены в таблице 2.

Таблица 2

Вещественный состав

Образец	Жидкие			Газ	Кокс
	Асфальтены	Масла	Смолы		
УМ	8,5	54,5	37,0	-	-
УМ после крекинга	9,9	52,9	4,8	13,4	19,0
УМ + 8 мас. %	8,7	53,1	7,8	13,8	16,6

По данным вещественного анализа видно, что при термолизе УМ с масляной добавкой с концентрацией 8 мас. % уменьшается содержанием асфальтенов с 9,9 мас. % до 8,7 мас. %, количество кокса снижается на 12,7 %. Содержание смол увеличивается на 38,5 %, а содержание масляной фракции и газов увеличивается незначительно. Сравнение проводилось с данными вещественного состава УМ после термолиза без добавления масляной добавки.

Для полученных жидких продуктов проводили термогравиметрический анализ (ТГА) с целью определения изменения массы образца в результате термического воздействия (Рисунок 1).

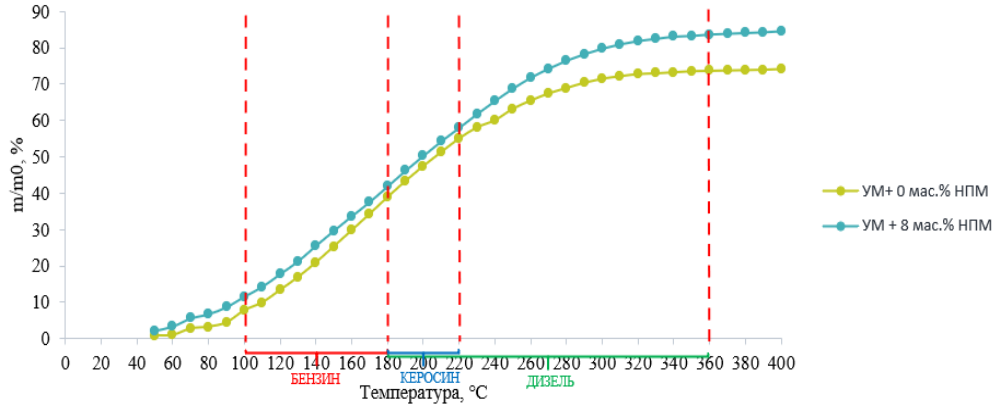


Рис.1 Термогравиметрический анализ термолизатов

После проведении термолиза для мазута Усинского месторождения без добавки масла был получен широкий спектр светлых фракций, общий выход которых составил 72,8 мас. %, а именно 38, 1 мас. % - бензиновая и 34,7 – дизельная фракции (Рисунок 2). При добавлении растительного масла (8 мас. % на сырьё) выход дистиллятных фракций увеличивается до 81,5 мас. % (бензиновая фракция- 39,7 мас. %, а дизельная - 41,8 мас. %).

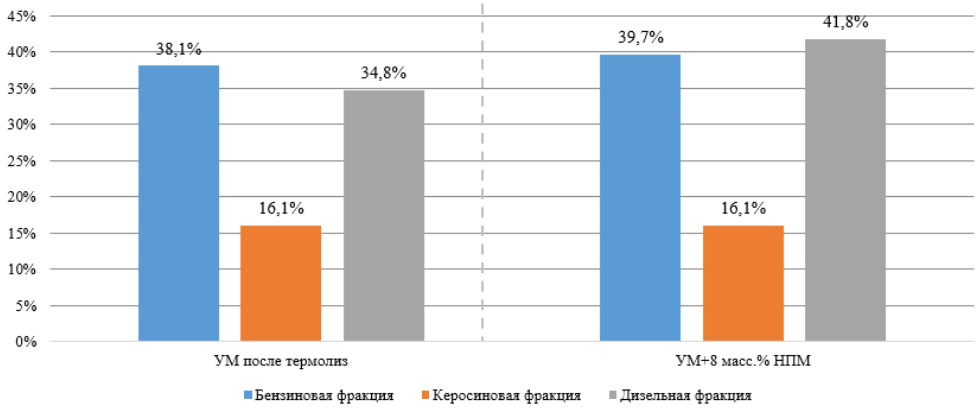


Рис.2 Выход светлых фракций термолизатов

Увеличение бензиновой и дизельной фракции при добавлении НПМ объясняется тем, что происходит реакция деструкции легких компонентов используемого сырья. В качестве легких компонентов могут выступать парафиновые и карбоксильные фрагменты, которые входят в состав НПМ. При достижении выбранных термобарических параметров происходит активация компонентов масла, которые не только подвергаются деструкции, но и вступают в частичную рекомбинацию с макрорадикалами, образующимися в результате разложения смол и асфальтенов.

При проведении термолиза Усинского мазута с добавлением масляной добавки в сравнении с продуктами, полученными без нее, наблюдается существенное изменение компонентного состава продуктов: выход масляной фракции и газа увеличивается, выход кокса и асфальтенов снижается на 12,1 мас. % и 12,7 мас. % соответственно. Наблюдается увеличение выхода дистиллятных фракций: выход дизельной фракции увеличивается при сравнении с термолизом без и с добавки в 1, 2 раза. Выход бензинов увеличился при добавлении 8 масс. % НПМ с 38,11 до 39,7 масс.%.

Подтверждена эффективность термолиза ЗМ с инициирующей добавкой НПМ, которая позволяет увеличить выходы ценных светлых дистиллятов из тяжелого нефтяного сырья за счет глубокой деструкции смолисто-асфальтовых веществ.

Литература

1. Морозов М.А. Термокаталитические превращения тяжелого углеводородного сырья в присутствии добавок на основе кобальта и карбида вольфрама: Автореф. дис. на соискание ученой степени кандидата технических наук / Морозов Максим Александрович – Томск, 2019. – 5 с.
2. Петрухина Н.Н. Регулирование превращений компонентов высоковязких нефтей, при их подготовки к транспорту и переработки: Автореф. дис на соискание ученой степени кандидата технических наук / Петрухина Наталья Николаевна – Москва, 2014. – 183 с.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ СЛАНЦЕПЕРЕРАБОТКИ В РОССИИ И МИРЕ

Назаренко М.Ю.
Научный руководитель - профессор Н.К. Кондрашева
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время разработка эффективных и экономичных способов использования местного углеводородного сырья, в том числе и низкосортного, является актуальным направлением исследований во многих странах. Одним из перспективных видов такого сырья являются горючие сланцы, которые благодаря своему специфическому составу и свойствам представляют интерес для различных областей промышленности (химическая, энергетическая, металлургическая и др.). Горючие сланцы – это низкосортное сырье, содержащее органическое вещество (кероген) с большим количеством неорганических веществ. Основная особенность органического вещества горючих сланцев — это высокое атомное соотношение H/C (в среднем 1,7) благодаря которому становится возможно получения широкого спектра жидких продуктов (бензинов, компонентов моторных топлив, лаков и др.) [2 – 3, 6].

Месторождения горючих сланцев встречаются во многих странах (порядка 600 месторождений): Россия, Китай, Эстония, Иордания, Бразилия, Казахстан, Марокко и др. Общие мировые запасы горючих сланцев в эквиваленте сланцевой смолы составляют порядка 411 млрд тонн. Горючие сланцы различных месторождения отличаются по условиям образования и происхождения органического и неорганического вещества, что оказывает существенное влияние на их свойства и состав. Например, в таблице 1 представлены данные по составу неорганической части горючих сланцев различных месторождений, отличающихся по содержанию основных компонентов [1, 3 – 4].

Таблица 1

Характеристика неорганической составляющей горючих сланцев различных месторождений

Месторождение/ Бассейн	Страна	Содержание основных компонентов неорганической части, % масс (условный оксидный состав)						
		SiO_2	CaO	Al_2O_3	Fe_2O_3	MgO	SO_3	R_2O
Квартополи	Швеция	62,2	1,2	17,6	10,7	1,7	-	6,4
Глен-Дэвис	Австралия	81,5	0,8	10,1	3,0	0,8	-	3,8
Туксайское	Казахстан	50,6	11,8	20,4	5,7	2,9	-	-
Фушунь	Китай	62,3	0,8	26,7	10,8	1,7	-	3,0
Эрмело	ЮАР	61,9	1,9	31,7	4,5	1,7	-	2,1
Ленинградское	Россия	22,5	59,2	8,2	3,6	0,6	2,9	3,0
Вади-Аш-Шаллада	Иордания	10,9	51,1	1,23	1,09	-	3,75	2,0

По представленной характеристике условного оксидного состава неорганической составляющей горючих сланцев различных месторождений (таблица 1), хорошо видно, что их можно разделить на три группы: силикатная - Квартополи (Швеция), Глен-Дэвис (Австралия), Туксайское (Казахстан); алюмосиликатная – Фушунь (Китай), Эрмело (ЮАР); карбонатная – Ленинградское (Россия), Вади-Аш-Шаллада (Иордания).

Помимо этого, горючие сланцы, в зависимости от месторождения, отличаются и по своим основным свойствам, например, зольность горючих сланцев изменяется в пределах значений от 45,0 % масс (Эстонское месторождение, Эстония) до 80,0 % масс (Туровское месторождение, Белоруссия), а теплотворная способность - от 5,2 МДж/кг (месторождение Луозигоу, Китай) до 16 МДж/кг (месторождение Пирин, Болгария) [5].

По оценкам специалистов, Россия обладает большими запасами горючих сланцев, которые в основном сосредоточенны в следующих сланцевых бассейнах, млн. т.: Прибалтийский (10246,7), Волжский (25822,4), Вычегодский (58105,8), Тимано-Печорский (4888,0), Центральный (59,6), Южно-Уральский (47,55), Оленекский (380000,0), Синско-Ботомский (220000,0) [4-5].

Таблица 2

Характеристика горючих сланцев некоторых месторождений России

Месторождение	Свойства, % масс.			Содержание общей серы, % масс.
	Влажность	Зольность	Выход летучих веществ	
Прибалтийский бассейн (10246,7 млн. т.)				
Ленинградское	2,30	50,80	40,50	1,80
Вейсмарнское	2,26	48,91	43,55	1,37
Волжский бассейн (25822,4 млн. т)				
Кашпирское	3,50	65,10	34,90	8,00
Коцебинское	7,40	64,60	30,40	5,70
Оленекский бассейн (380000,0 млн. т.)				
Ленское	1,50	74,90	60,90	1,20
Тимано-Печорский бассейн (4888,0 млн. т.)				
Ижемский район	4,10	69,90	-	5,30
Яренгский	2,43	71,00	-	6,27

Исходя из выше сказанного, целью данной работы было комплексное изучение свойств и состава горючих сланцев Ленинградского месторождения и поиск рациональных способов их переработки, учитывающих не только органическую, но и неорганическую составляющую, для различных видов промышленности (химическая, энергетическая, металлургическая и др.). Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

1. Проведено сравнение горючих сланцев различных месторождений, изучен опыт переработки горючих сланцев в России и мире, определены основные направления исследований;
2. Изучены свойства и состав горючих сланцев Ленинградского месторождения, а также сланцезольных отходов их термической переработки;
3. Определено изменение минеральной составляющей горючих сланцев в зависимости от термических процессов переработки, изучены флюсующие и адсорбционные свойства сланцевой золы;
4. Собрана лабораторная установка полукоксования горючих сланцев с замкнутой системой очистки получаемых газов. Получены опытные образцы сланцевого полукокса и сланцевого масла;
5. Изучено влияние параметров процесса (температура, продолжительность, крупность кусков) на характеристики получаемых сланцевых полукоксов;
6. Изучена возможность использования сланцевого масла (легкой и тяжелой фракции) процесса полукоксования горючих сланцев для получения изотропного кокса. Исследовано влияние давления коксования на качество кокса. Получены опытные образцы;
7. Проведен анализ свойств и углеводородного состава жидких продуктов полукоксования горючих сланцев и коксования сланцевой смолы.

В качестве объекта исследования были выбраны горючие сланцы Ленинградского месторождения Прибалтийского бассейна, который располагается на территории Ленинградской, Псковской и Новгородской областях. Пробоподготовка, анализ свойств и состава горючих сланцев, изучение процесса полукоксования горючих сланцев и коксования сланцевой смолы проводилось на современном лабораторном оборудовании Санкт-Петербургского горного университета.

По результатам данной работы установлена возможность использования горючих сланцев в качестве минералсодержащего адсорбента для очистки технической воды и изучена флюсующая способность неорганической части горючих сланцев в процессах получения металлов (Co, Ni и др). Получены образцы сланцевого полукокса на разработанной установке при различных режимах процесса: режим 1 – температура (450÷470) ^{o}C, длительность процесса 3, 5 и 8 ч и режим 2 - температура (510÷520) ^{o}C, длительность процесса 3, 5 и 8 ч. Характеристика полукокса из горючих сланцев представлена в таблице 3.

Таблица 3

Характеристика полукокса из горючих сланцев Ленинградского месторождения

Режим	Характеристика			
	Влажность, % масс	Зольность, % масс	Выход летучих веществ, % масс	Действительная плотность, г/см^3
1	0,78÷1,15	46,30÷57,56	37,05÷41,50	1,71÷1,98
2	0,98÷1,08	51,56÷53,95	38,98÷42,80	1,71÷1,99

Получен изотропный сланцевый кокс из смолы полукоксования горючих сланцев легкой (н.к.÷250) ^{o}C и тяжелой фракции (250÷350) ^{o}C, изучено изменения давления коксования от 0,15 Мпа до 0,35 Мпа на свойства сланцевого кокса. Параметры процесса: температура (485÷500) ^{o}C, масса пробы (0,20÷0,25) кг, скорость нагрева (1,52÷1,79) ^{o}C/мин. Полученный сланцевый кокс обладает микроструктурой (1,5÷2) балла, d_{002} = (3,485÷3,506) Å и d_{100} = (2,074÷2,168) Å.

Работа выполнена при поддержке стипендией Президента Российской Федерации для молодых ученых и аспирантов, проект СП-1275.2021.1 «Установление физико-химических закономерностей, химизма и механизма процесса полукоксования низкосортных видов твердых горючих ископаемых (горючих сланцев и бурых углей)».

Литература

1. Al-Gharabli S.I., Azzam M.O.J., Al-Addous M. Microwave-assisted solvent extraction of shale from Jordanian oil shale // Oil shale – Tallinn, 2015.-. Vol.32. - №2. - P. 240-251.
2. Бажин В.Ю. Изменение термопластичности низкосортных углей при селективном извлечении металлов // Записки горного института. –Санкт-Петербург, 2016. – Том 220. – С. 578-581.
3. Bai J., Song K., Li K. The affinity of rare earth elements in Huadian and Luozigon oil shales of China // Oil shale – Tallinn, 2018.-. Vol.35. - №2. - P. 154-167.
4. Стрижакова Ю.А., Усова Т.В. Современные направления пиролиза горючих сланцев (обзор)// Химия твердого топлива. – Москва, 2008. - №4. - С. 7-12.
5. Справочник Минерально-сырьевая база угольной промышленности России (состояние, динамика, развитие) / Под ред. А.Е. Евтушенко, Ю.Н. Малышев– М.: МГУ, 1999. - С. 451.
6. Feshchenko R. Y., Erokhina O.O., Ugolkov V.L., Shabalov M.Y., Vasiliev V.V. Thermal analysis of coal ash // Coke and Chemistry. – New York, 2016. - №1. – P. 17-22.

ВЛИЯНИЕ ВВЕДЕНИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ КОМПОНЕНТОВ НА ИЗМЕНЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ НА ИСТИРАНИЕ УГЛЕРОДНЫХ НЕФТЕСОРБЕНТОВ

Соловьева Л.В., Ушакова Е.С.
Научный руководитель – доцент А.Г. Ушаков
Кузбасский государственный технический университет им. Т. Ф. Горбачева, г. Кемерово, Россия

На сегодняшний день основным способом нефтеразливов является использование углеродных нефтесорбентов, для которых наиболее важными свойствами углеродных нефтесорбентов являются нефтеёмкость; гидрофобность, отвечающую за плавучесть сорбентов; прочность, характеризующая сохранность сорбентов при транспортировке и очистке воды [1].

На кафедре химической технологии твердого топлива Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева разработаны нефтесорбенты на основе углеродсодержащих отходов деревообрабатывающих предприятий и активного ила биологических очистных сооружений. Разработанные сорбенты хорошо себя показали при очистке воды от нефтяных продуктов. Они обладают высоким показателем нефтеёмкости – 3,5 г/г и плавучести – более 20 суток, но существенным их недостатком оказалась низкая прочность, в результате чего каркас углеродного сорбента в процессе очистки воды разрушался. Для решения данной проблемы в состав сорбента вводились модифицирующие добавки, которые теоретически должны увеличить его прочность [1, 2].

Цель работы – изучение влияние введения минеральных присадок на показатель динамической прочности на истирание углеродных нефтесорбентов.

В качестве исходного сырья для получения сорбентов использовали углеродсодержащие отходы деревообрабатывающих предприятий – опилки в количестве 17-20%, кек (обезвоженный избыточный активный ил биологических очистных сооружений) – 77-80% и минеральные присадки (цемент и глину), содержание которых варьировалось от 4 до 8%. Характеристика применяемого сырья представлена в таблице 1.

Таблица 1

Характеристика сырья

Определяемый параметр	**Древесные опилки**	**Кек**	**Глина**	**Цемент**
Влажность, %	4,0–6,0	90,0–94,0	2,0-8,0	0,1–0,5
Зольность, %	5–7	35–40	–	–
Плотность, кг/м^3	105–117	1190–1210	900–1000	1100–1300
Размер частиц, мм	0,5–2,0	–	1–5	0,005–0,050
Выход летучих веществ, %	70–80	84–86	–	–

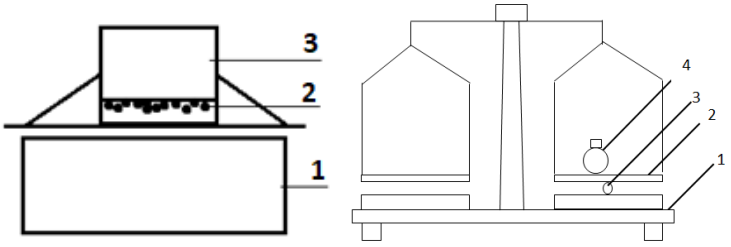
Модифицированные сорбенты получали следующим образом:

Готовую смесь, состоящую из опилок, биомассы (необходимой для поддержания формы) и минеральных присадок (глины или цемента), после предварительного перемешивания загружали в гранулятор барабанного типа, где методом окатывания в процессе наслоения смеси на твёрдые частицы тонкодисперсного материала образовывались гранулы. Полученные гранулы сушили в инфракрасном шкафу при 40-60ºС.

Гранулы, обладающие оптимальным показателем диаметра от 0,5 до 1 см, который соответствует наибольшей степени нефтеёмкости, подвергали процессу пиролиза. В результате пиролиза гранул, протекающего при температуре 600ºС в течение 1-1,5 часа, из реторты удалялась парогазовая смесь, состоящая из паров воды, смолы и углеводородов непредельного ряда (группы этилена), подсмольная и карбонизат. После окончания проведения пиролиза карбоназат охлаждали в инертной среде углекислого газа до температуры 200ºС, дальнейшее охлаждение проводилось на воздухе [3].

Полученные гранулы анализировали на параметры прочности на сжатие и динамического воздействия.

Прочность на сжатие определяли на приборе, представляющего собой модифицированные лабораторные двучашечные весы (рисунок 1). Под центр одной из чаш весов, помещали исследуемый образец сорбента. После того, как чаша соприкасалась с образцом, на нее помещали гири известной массы. Первоначальная нагрузка на образец – 100 г, в дальнейшем её увеличивали по 50 г до критического значения, когда образец поддавался разрушению.



а б

Рис. 1 Схема лабораторной установки для определения: а) динамической прочности на истирание в водной среде; б) разрушающей нагрузки на сорбент; а) 1 – шейкер, 2 – сорбент с водой, 3 – ёмкость; б) 1 – двухчашечные весы, 2 – платформа, 3 – сорбент, 4 – груз известной массы

Испытание динамической прочности на истирание позволяет определить степень повреждения сорбентов под воздействием механического удара или истирания.

Динамическую прочность на истирание определяли следующим образом: пробу сорбента массой 10 г вносили в ёмкость (1000 мл) с водой (100 мл), которую помещали на встряхиватель Shaker type 358S. Встряхивание проводили в течение часа при 60 оборотах в минуту (рисунок 1). Степень разрушения определяли, как отношение потери массы нефтесорбента к его первоначальной массе.

В результате введения минеральных присадок увеличились плотность и зольность нефтесорбента из-за увеличения содержания минеральных соединений, которые обладают плотным строением кристаллических решёток (таблица 2). Это поспособствовало набору прочности сорбента до 1,43 кг/гранула. Кроме того, на показатель прочности оказывает влияние каолинит, который при нагревании свыше 500ºС начинает разлагаться на силлиманит и муллит, и алит, отвечающий за прочность и быстроту затвердевания цемента.

Таблица 2

Характеристика сорбентов

Определяемый параметр	**Исходный сорбент**	**Сорбент с цементом**		**Сорбент с глиной**	
		4%	**8%**	**4%**	**8%**
Нефтеёмкость, %	3,5±0,2	2,05±0,10	1,37±0,11	1,55±0,11	1,56±0,12
Влагоёмкость, %	2,1±0,1	0,54±0,01	0,55±0,01	0,030±0,001	0,187±0,005
Плотность, кг/м^3	195±5	312±10	502±18	516±20	462±18
Прочность, мм	0,4±0,01	1,00±0,02	1,18±0,02	1,10±0,02	1,43±0,04

В связи с увеличением плотности нефтесорбента, уменьшается его удельная поверхность, что оказывает существенное влияние на его нефтеёмкость, снижение которой составило в 2,24-2,56 раза, и влагоёмкость, которая снизилась до 0,03 г/г [4].

Согласно полученным данным, величина динамической прочности сорбентов после введения 4% минеральных присадок увеличилась в 1,4-2 раза, 8% присадок в 1,9-2,6 раза, при этом с течением времени степень разрушения сорбента уменьшалась. Сорбент с глиной оказался устойчивее к динамическим нагрузкам, чем сорбент с цементом в 1,4-1,42 раза (рисунок 2).

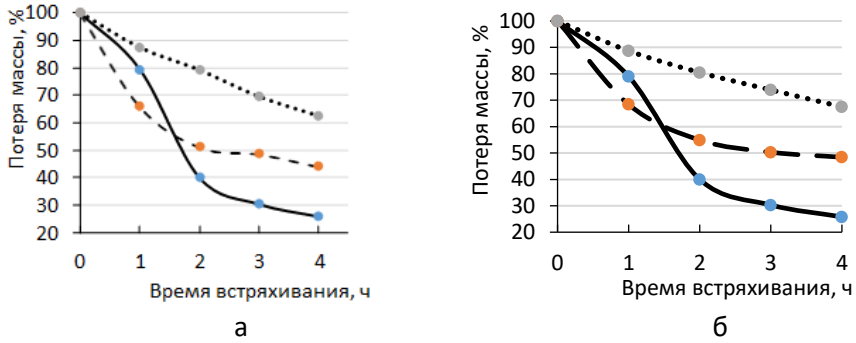


Рис. 2 График изменения динамической прочности на истирание: а) сорбентов с 4% минеральных присадок, б) сорбентов с 8% минеральных присадок

Исходный сорбент Сорбент с цементом Сорбент с глиной

Таким образом:

1. Динамическая прочность сорбентов после введения 4 % минеральных присадок увеличилась в 1,4-2 раза, что подтверждает теоретическое предположение об упрочнении углеродных нефтесорбентов методом введения минеральных присадок. При введении 8% цемента и глины прочность по отношению к сорбентам с 4% минеральных добавок изменяется не значительно на 7,11-8,68%.

2. Прочность на сжатие и динамическая прочность на истирание сорбентов с глиной выше в 1,1-1,2 и 1,4-2 раза соответственно, что связано с содержанием в глине каолинита, который способен спекаться при высоких температурах.

3. Степень разрушения сорбента при определении прочности динамическим методом остаётся значительной и после 4 часов встряхивания составляет 47,3-51,6%.

Литература

1. Брюханова, Е. С. Процессы получения нефтесорбента пиролизом гранул на основе древесных отходов и органического связующего в слоевых аппаратах / Дис. на соиск. канд. техн. наук. – Томск, 2012. – 152 с.
2. Ушаков, А. Г. Утилизация обезвоженного избыточного активного ила с получением топливных гранул // Вестник КузГТУ. – 2010. – №5. – С. 142–144.
3. Соловьёва, Л.В. Изменение свойств углеродных сорбентов в результате введения в их состав минеральных присадок / Л.В. Соловьёва, Е.С. Ушакова // V Всероссийская конференция молодых учёных «Химия и химическая технология: достижения и перспективы». – 2020.

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЗМА ИНГИБИРОВАНИЯ ОСАЖДЕНИЯ АСФАЛЬТЕНОВЫХ АГРЕГАТОВ С ПОМОЩЬЮ ИНГИБИТОРА НА ОСНОВЕ ПРИРОДНЫХ НЕФТЯНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Стреляев А.Д., Кривцова К.Б.
Научный руководитель - инженер К.Б. Кривцова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Интенсификация разработки месторождений лёгких и средних нефтей привела к их глубокому истощению. Мировые запасы нетрадиционных источников углеводородов, к которым относятся высоковязкие и тяжёлые нефти, природные битумы, асфальтиты, битуминозные пески, намного превышают значение запасов лёгкого углеводородного сырья. В связи с чем стоит задача вовлечения в добычу и переработку данного типа сырья, которое из-за своих специфических реологических свойств невозможно извлечь на поверхность, используя традиционные методики.

В процессе добычи и транспортировки тяжёлых нефтей возникают проблемы с образованием большого количества кольматирующих отложений на стенках производственного оборудования. Для решения данной проблемы на действующих предприятиях существуют различные методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО), такие как нагрев трубопроводов, удаление образований, добавление различного типа химических реагентов. Однако, ввиду специфики содержания большого количества смолисто-асфальтеновых веществ в тяжёлом нефтяном сырье, происходит образование АСПО асфальтенового или смешанного типа. Основные методы борьбы в свою очередь направлены на АСПО парафинового типа, и не оказывают должного эффекта.

Большое количество научных исследований направлены на поиск веществ, оказывающих ингибирующее влияние на процесс осаждения асфальтеновых агрегатов [1]. Такие компоненты могут быть либо природные, либо искусственно созданные. К первой группе могут относиться различные насыщенные жирные кислоты, которые входят в состав растительных масел. Так, в работах используют кокосовое, пальмовое и рапсовое масла, которые оказывают диспергирующий эффект, уменьшая размер асфальтеновых частиц. Ко второй группе относятся синтезированные полимеры различной структуры на основе фенолформальдегиных смол, различных полиароматических структур и высокополярных фрагментов.

Целью данной работы является исследование механизма ингибирования асфальтеновых агрегатов с помощью ингибитора на основе природных нефтяных компонентов, в качестве которых выступают бензоловые и спирт-бензоловые смолы.

В качестве объектов исследования выбраны два образца тяжёлого нефтяного сырья разных месторождений, физико-химические характеристики которых представлены в таблице.

Таблица 1

Физико-химические характеристики объектов исследования

Показатели	Месторождение	
	Поселковое	Усинское
Плотность при 20 °С, кг/м^3	917,60	966,70
Кинематическая вязкость при 50 °С, мм^2/с	47,24	827,0
Компонентный состав, % мас.		
асфальтенов	1,08	14,56
бензоловых смол	4,37	9,57
спирт-бензоловых смол	3,45	15,52
масел	89,74	58,72

Сначала последовательной экстракцией были выделены и изучены две фракции смолистых веществ. Бензоловые смолы экстрагировались бензолом, спирт-бензоловые – смесью этиловый спирт: бензол в соотношении 1 : 1 по объёму. Был проведён ИК-спектральный анализ полученных образцов с целью установления основных структурных фрагментов фракций. После чего были рассчитаны спектральные показатели исследуемых структур, представленные в таблице 2.

Таблица 2

Значение спектральных показателей для фракций смол

Фракция смол	Спектральные показатели*				
	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5
Бензоловые	0,548	0,204	0,600	1,824	0,186
Спирт-бензоловые	0,485	0,299	0,701	2,061	0,370

* C_1 – конденсированности, C_2 – окисленности, C_3 – разветвлённости, C_4 – алифатичности, C_5 – осерненности.

Установлено, что бензоловые смолы имеют больший показатель конденсированности структуры, что свидетельствует о большем количестве ароматических структур в молекуле. Показатель окисленности для спирт-бензоловых смол имеет более высокое значение, что связано с большим количеством кислорода, входящего в состав молекулы данной фракции смол. Показатель разветвлённости спирт-бензоловых смол выше, что говорит о большем количестве разветвленных алифатических фрагментов. Показатель алифатичности также свидетельствует о большом содержании алифатических фрагментов, входящих в состав спирт-бензоловых смол.

Показатель осерненности выше для фракции спирт-бензоловых смол, и указывает на большое количество сернистых включений в молекуле фракции данного типа.

В ходе проведения исследования были разработаны три линейки смесей. Смесь 1 готовилась на основе исходного сырья с добавлением бензоловых смол, увеличивая массовое содержание компонента с увеличением индекса после точки на постоянное значение. Смесь 2 готовилась на основе исходного сырья с добавлением спирт-бензоловых смол, увеличивая массовое содержание компонента аналогично смеси 1. Смесь 3 состоит из исходного сырья с добавлением смеси двух фракций смол. После чего был проведён анализ компонентного состава образцов «горячим» методом Гольде.

Результаты компонентного состава представлены на рисунке. Значения массового содержания масел не отражены ввиду меньшей информативности представленного изображения.

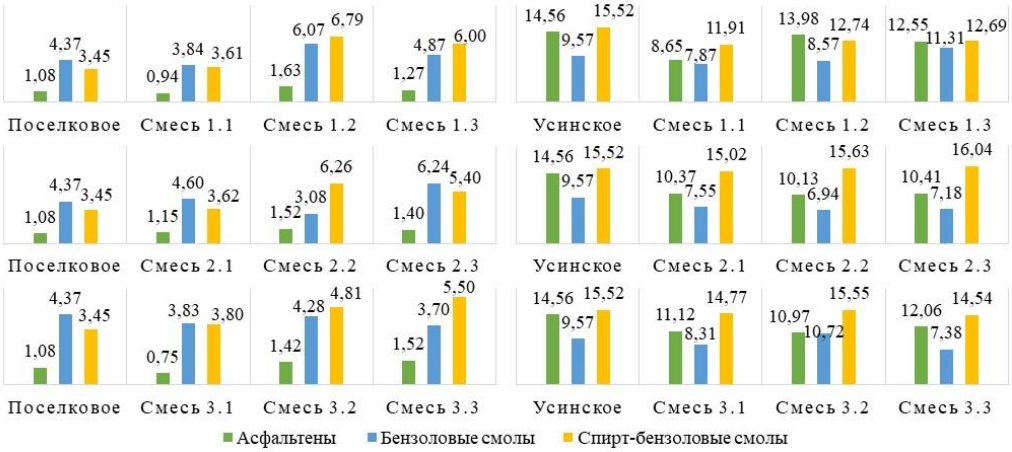


Рис. Результаты компонентного состава образцов «горячим» методом Гольде

Компонентный состав исследуемых образцов свидетельствует о высокой ингибирующей способности смеси на основе природных нефтяных смол. Однако, концентрационное соотношение компонентов в системе играет ключевую роль для процесса ингибирования образования асфальтеновых агрегатов. Отметим, что для нефти с низким начальным содержанием асфальтенов (Поселковое месторождение) наибольшее влияние оказывает добавление двух фракций смолистых веществ в малых количествах, а для нефти с высоким содержанием асфальтенов (Усинское месторождение) – добавление бензоловых смол в малом количестве. Необходимо отметить происходящее в системе перераспределение компонентов, которое особо отмечается для веществ, имеющих схожие свойства и строение (асфальтены и бензоловые смолы). На фоне снижения асфальтенов заметно уменьшается количество выделенных бензоловых смол, что может свидетельствовать о повышении взаимной растворимости компонентов. Гомолитические переходы позволяют перераспределиться компонентам в системе таким образом, чтобы поддерживать термодинамическую устойчивость. Природа нефтяных смол даёт возможность образовывать оболочку агрегатов асфальтенов для их стабилизации.

Немаловажным фактом является рост масел в большинстве исследуемых образцов. Данное явление обусловлено перераспределением компонентов в нефтяной дисперсной системе, что сыграет ключевую роль в процессах переработки данного типа углеводородного сырья. Повышение количества масел свидетельствует об увеличении выхода лёгких дистиллятов.

При использовании разработанного ряда смесей-ингибиторов наблюдается повышение коллоидной устойчивости нефтяной дисперсной системы. Важно отметить, что практически все приготовленные смеси при введении легкого реагента (гексана) сохранили свою устойчивость в течение 12 ч, а без введения растворителя – больше нескольких месяцев. Следовательно, имеется потенциал внедрения данной технологии на действующие предприятия с целью снижения количества асфальтеновых отложений.

Отмечено межклассовое перераспределение веществ в нефтяной дисперсной системе. В большей степени данное явление применимо к сродственным классам веществ, таким как бензоловые смолы и асфальтены. Проявляя схожие свойства, бензоловые смолы в большей степени влияют на процесс образования асфальтеновых агрегатов. Данный факт подтверждён снижением их количества в большинстве смесей при уменьшении количества выделенных асфальтенов.

Результаты анализа компонентного состава исследуемых образцов свидетельствуют в пользу теории межклассового перераспределения. При этом одним из механизмов ингибирования является гомолитический переход сродственных соединений. В связи с этим возможно увеличение взаимной растворимости бензоловых смол и асфальтенов. Хотя стоит отметить возможность образования донорно-акцепторных связей с образованием комплексов с переносом заряда различного типа.

Литература

1. Ahmadbaygi, A. Chemical study of asphaltene inhibitors effects on asphaltene precipitation of an Iranian oil field [Text] / A. Ahmadbaygi, B. Bayati, M. Mansouri, H. Rezaei, M. Riazi // Oil & Gas Science and Technology. – 2020. – V. 75. – P. 1-10.

ТЕРМООКИСЛИТЕЛЬНАЯ ДЕСТРУКЦИЯ КОМПОЗИЦИЙ ПОЛИДИЦИКЛОПЕНТАДИЕНА С ЭТИЛЕНПРОПИЛЕНДИЕНОВЫМ КАУЧУКОМ СКЭПТ-30

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 [1]. Из ДЦПД получается термореактивный полимер с высокой механической прочностью, малой плотностью, высокой термостабильностью, стойкостью к химическим реагентам [4]. В последние годы полидициклопентадиен (ПДЦПД) используется для изготовления деталей транспортных средств, корпусов больших приборов, ударопрочных контейнеров и др. [2]. Свойства ПДЦПД можно модифицировать с добавлением различных синтетических каучуков [6]. В том числе этиленпропилендиеновые каучуки (СКЭПТ) являются подходящим модификатором для ПДЦПД так как они могут участвовать в сополимеризации с ДЦПД по метатезисному механизму [9].

Целью данной работы является исследование влияния этиленпропилендиенового каучука марки СКЭПТ-30 на термические характеристики ПДЦПД.

Методика эксперимента. С помощью роторного испарителя BUCHI R-215 проводили очистку ДЦПД нагреванием товарного мономера с металлическим натрием при температуре 103 оС в течение 4 часов. Затем удаляли низкокипящие примеси при давлении 50 мбар при температуре 95 оС, после чего поднимали температуру до 100 оС для получения чистого ДЦПД.

К чистому ДЦПД добавляли 0,4 % смеси антиоксидантов Ирганокс 1010 и Иргафос 168 в массовом соотношении 1: 1. Затем СКЭПТ-30, растворенный в минимальном количестве ацетона, вносили в мономер и перемешивали с помощью роторного диспергатора при скорости вращения 14 000 об/мин в течение 5 минут. Ацетон удаляли в роторном испарителе BUCHI R-215 при температуре 60 оС при давлении 110 мбар. В полученную смесь добавляли катализатор Граббса [7] с концентрацией 0,010 % от массы мономера, перемешивали, заливали и выдерживали в металлической форме при температуре 80 оС в течение 30 минут. Затем температуру поднимали до 180 оС со скоростью 4 °С/мин, выдерживали при данной температуре в течение 60 мин и охлаждали до температуры 20-25 оС.

В работе термическое разложение образцов проводили в воздухе с помощью термоанализатора SDT Q600. Скорость подачи воздуха 100 см3/мин. Скорость подъема температуры 5 оС/мин.

На рисунке представлены термограммы для чистого ПДЦПД и его композиции с 2 % СКЭПТ-30.

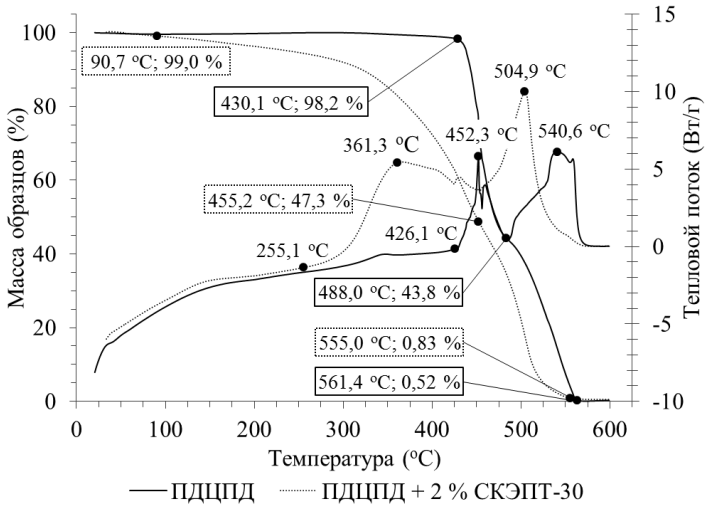


Рис. Термограммы ПДЦПД и композиции ПДЦПД с 2 % СКЭПТ-30

По данным дифференциальной сканирующей калориметрии и термогравиметрии, потеря массы композиции ПДЦПД с СКЭПТ-30 начинается уже при температуре 90 °С. Эта температура соответствует температуре начала деструкция СКЭПТ [5]. В этом температурном интервале при наличии кислорода воздуха возможно происходит окисление двойных связей макромолекул каучука и ПДЦПД с образованием низкомолекулярных продуктов окисления [3]. Это приводит к потере массы образца, которая также может быть связана с удалением циклопентадиена, образующегося при ретро-реакциях Дильса-Альдера [8].

Тепловые эффекты, фиксируемые при нагревании полимерных композиций представлены в следующей таблице.

Таблица

Тепловые эффекты деструкции ПДЦПД и композиции ПДЦПД с каучуком СКЭПТ-30 (2 %), Дж/г

Композиция	Температурный интервал, °С		
	255-425	425-485	485-561
ПДЦПД	194,9	1421,0	3405,0
ПДЦПД + СКЭПТ-30	3095,0	68,4	3216,2

В области 255-425 оС наблюдается один экзо-пик. Для ПДЦПД этот пик связан с процессом структурирования, так как при этом масса образца практически не изменяется. В этом интервале температур, вероятно, происходит реакция метатезиса между цепями ПДЦПД с образованием межмолекулярных связей. Также видно, что с добавлением СКЭПТ-30 значительно увеличивается значение теплового эффекта в этом интервале температуры (194,9 Дж/г для ПДЦПД по сравнению с 3095,0 Дж/г для композиции ПДЦПД с СКЭПТ-30). Причина, вероятно, заключается в том, что, с одной стороны, каучук СКЭПТ-30 может вступать в реакцию сополимеризации с ДЦПД, создавая дефекты на уровне молекулярной структуры, а, с другой стороны, образуются надмолекулярные образования, неоднородности в структуре ПДЦПД. В основных полимерных цепях ПДЦПД образуются дефектные звенья, которые могут разлагаться в этом температурном интервале. Увеличение экзотермического эффекта связано как с процессом окисления низкомолекулярных углеводородных фрагментов, образовавшихся при разложении основных цепей ПДЦПД, так и характерным окислением фрагментов полипропилена. Это также подтверждается потерей массы образца композиции ПДЦПД с СКЭПТ-30 в данной области температур (до 40 %).

Экзо-пик, наблюдающийся в области 425-485 оС, соответствует процессу окисления низкомолекулярных углеводородных фрагментов, которые образовались при деструкции основных цепей ПДЦПД. По данным, представленным в таблице, в этом интервале температур тепловой эффект для композиции ПДЦПД с СКЭПТ-30 (68,4 Дж/г) намного меньше, чем тепловой эффект для чистого ПДЦПД (1421,0 Дж/г). Разница объясняется тем, что большинство цепей ПДЦПД композиции, содержащих дефектные звенья, уже подверглись деструкции на предыдущей стадии.

В области температур от 485 до 561 оС наблюдается экзотермический пик, который показывает количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании образцов. Следует отметить, что в этом температурном интервале величина теплового эффекта и потеря массы практически не зависят от состава исследуемого образца.

На основании полученных результатов можно сделать следующие выводы:

1. Температура начала основного разложения композиции ПДЦПД с СКЭПТ-30 намного ниже температуре, при которой начинается термическое разложение чистого ПДЦПД. Деструкция композиции ПДЦПД с СКЭПТ-30 начинается при температуре начала деструкции СКЭПТ-30. Это можно объяснить, как существованием дефектных звеньев в полимерных цепях ПДЦПД, образованных в результате сополимеризации ДЦПД и СКЭПТ-30, так и изменением надмолекулярного строения композиции.

2. Введение каучука приводит одновременно к повышению физико-механических характеристик композиции с ПДЦПД и снижению ее термической стойкости.

Литература

1. Варшавер 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.
2. 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.
3. Ионова Е.И., Ляпков А.А., Бондалетов В.Г. Процессы окисления и структурирования олигомеров на основе дициклопентадиена // Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 318. № 3. С. 101-105.
4. Ионова Е.И., Ляпков А.А., Бондалетов В.Г., Романова А.А. Полимеризация дициклопентадиена под действием тетрахлорида титана // Известия Томского политехнического университета. 2009. Т. 314. № 3. С. 106-111.
5. Константинова М.Л., Подмастерьев В.В., Заиков Г.Е. и др. Исследование процессов ускоренного старения СКЭПТ при повышенных температурах в присутствии газообразного хлора // Вестник технологического университета. 2019. Т. 22. № 7. С. 18-21.
6. Лебедев В.В. Ударопрочные композиции на основе полидициклопентадиена // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. 2012. Т. 59. № 10. С. 21–23.
7. Пат. 2409420 Россия МПК B 01J №23/46. Рутениевый катализатор метатезисной полимеризации дициклопентадиена и способ его получения. Колесник В.Д., Аширов Р.В., Щеглова Н.М. и др. Заявлено. 21.08.2009; Опубл. 20.01.2011, Бюл. №2. – 8 с.: ил.
8. Та К.К., Бондалетов В.Г., Огородников В.Д., Бондалетова Л.И. Термоокислительная деструкция композиций полидициклопентадиена с хлорсодержащими антипиренами // Пластические массы. 2020. № 11-12. С. 8-10.
9. Шарифуллин И.Г., Ахметов И.Г., Кубанов К.М. и др. Использование реакций метатезисной полимеризации циклических олефинов для получения полимера дициклопентадиена // Пластические массы. 2016. № 7-8. С. 19-24.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭНЕРГОЗАТАТРЫ ПРОЦЕССОВ АБСОРБЦИОННОЙ И АДСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ОТ ПРИМЕСЕЙ ВОДЫ

Фатимата Талл

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вода является обычной примесью в газовых потоках, и удаление воды необходимо для предотвращения конденсации воды и образования льда или газовых гидратов ($CnH_{2n+2}\cdot xH_2O$). Жидкофазная вода вызывает проблемы коррозии или эрозии в трубопроводах и оборудовании, особенно когда в газе присутствуют углекислый газ и сероводород [2 3].

В большинстве контрактов на продажу газа указывается максимальное значение количества водяного пара, допустимого в газе. Типичные значения 10^{-4} кг/м^3 на юге США, 6.10^{-5} кг/м^3 на севере США. Эти значения соответствуют точкам росы приблизительно -16 °C для 10^{-4} кг/м^3 и -6 °C для 6.10^{-5} кг/м^3 в газовой линии 7 МПа [4].

Самый простой метод удаления воды – это осушка. Среди методов осушки, абсорбция и адсорбция являются наиболее распространенными.

Абсорбционная осушка: В этом процессе вода поглощается триэтиленгликолем. Абсорбция с помощью ТЭГ. в настоящее время является наиболее широко используемым методом и обычно достигает выходного точка росы около -10 ° C.

Адсорбционная осушка: В этом методе твердые осушители адсорбируют воду, чаще всего с помощью молекулярного сита, силикагеля или оксида алюминия.

Адсорбционная осушка может обеспечить очень низкую концентрацию воды на выходе Температуры точка росы <-50 ° C, и загрязненные газы не являются проблемой.

Расчет энергии потребления

Энергопотребление является основным фактором увеличения эксплуатационных расходов. Расчеты энергии потребления в обоих методах основаны на (GPSA 2004) [1]. Для расчета энергозатраты была рассмотрена установка подготовки газа на месторождении X.

Оценка энергозатраты для абсорбционной осушки

Таблица 1

Исходные данные для газа и ТЕГ

расход газа (MMscf)	Давление (Мпа)	Температура (°C)	Обедненный гликоль(кг/м^3)	Температура ТЕГ(°C)	Температура ребойлера (°C)	Начальное содержание вода в газе Сн (кг /м^3)	Конечная содержание вода в газе Ск (кг /м^3)	Скорость циркуляции ТЕГ (кг/м^3)
90	4	37	1114	149	204	$1{,}4.10^{-3}$	10^{-4}	1114

Для расчета следующие уравнения были использованы:

Тепло, необходимое для ТЭГ

$$Q_1 = m\ Cp\ \Delta t \quad (1)$$

Где: m – Скорость циркуляции ТЕГ lb/gal Cp – массовое тепло : $\frac{0.665*Btu}{lb*^{\circ}F}$, ΔT – изменение температура.

Тепло, необходимое для испарения воды из ТЭГ

$$Q_2 = (\Delta Hvap)\ (\Delta W) \quad (2)$$

Тепло, необходимое для испарения воды при кипячении

$$Q_3 = 0.25 * Q_2 \quad (3)$$

Тепловая нагрузка на ребойлер

$$Q_н = (Q_1 + Q_2 + Q_3) * (1 + \frac{pHL\ \%}{100}) \quad (4)$$

Где pHL% - потери тепла в процентах. Здесь использовались потери тепла 15%.

Общая теплота из расчета 90 млн. Куб. Футов газа в сутки (MMscf)

$$Q_т = Q_н * (БТЕ/гал) * обьем_{ТЕГ} * Qг * (Сн - Ск) \quad (5)$$

Оценка энергозатраты для адсорбционной осушки

Таблица 2

Исходные данные

Плотность осушителя (кг/м^3)	Скорость регенерации (м/с)	Вес стали сосуд (кг)	Диаметр сосуд (м)	Температура регенерации сосуд (°C)	Температура газа (°C)	поправочный коэффициент цеолита (Css)	коэффициент коррекции емкости цеолит (C_T)
720	0,02	16,78	2,29	260	37,7	1	0,93

Для расчета следующие уравнения были использованы:

Тепло, необходимое для десорбции воды:

$$Qдесорб.воды = 1800\ (\frac{БТЕ}{фунт})*(масс.уд.вод) \quad (6)$$

Количество удаленной воды за 12-часовой период сушки

$$масс.\ уд.вод = ((Сн – Ск) * Qг) /24) *12\ фунт \quad (7)$$

Общее количество тепла, необходимое для нагрева осушителя:

$$Q\ цео. = (вес.\ цео)\ (0.24\ БТЕ\ фунт\ °F)\ (Трег− Тг) \quad (8)$$

Определение необходимое количество цеолита:

$$масс.\ цео. = масс.\ уд.вод / (0{,}13*Css*C_T) \quad (9)$$

Определение высота сосуд:

$$L_1 = \frac{массю\ цео*4}{\pi D2*\rho ЦЕО} \quad (10)$$

Определение высота зона массообмена:

$$L_2 = (V/35)^{0.3}*Z \quad (11)$$

Определение обшей количество цито масс.

$$обш.\ цео. = \frac{L1+L2}{L2} * масс.\ цео \quad (12)$$

Общее тепла, необходимое для нагрева сосуд:

$$Q\ сосуд = (масс.\ сосуд)\ (0.12\ БТЕ\ фунт\ °F)\ (Трег− Тг) \quad (13)$$

Количество теплопотерь:

$$Q\ потери = 0{,}1*\ (Q\ сосуд + Qцео.\ Qдесорб.воды) \quad (14)$$

Общая регенерационная нагрузка:

$$Qрен.негрузка = (2.5)\ (Q\ сосуд + Qцео.\ Qдесорб.воды + Q\ потери) \quad (15)$$

Фактор 2,5 корректирует изменения разницы температур по слою во времени во время регенерации

Таблица 3

Результаты исследования

Параметры адсорбции	Требование тепла (Дж /час)	Параметры абсорбции	Требование тепла (Дж /час)
Количество тепла цеолиты Qцео.	$4{,}01.10^9$	Количество тепла ТЕГ ($Q_{тег}$)	$1{,}46.10^{10}$
Количество тепла сосуда (Q сосуд)	$2{,}85.10^9$	Количество тепла испарённой воды ($Q_{испар.воды}$)	$7{,}6\ .10^9$
Количество тепло для десорбции воды (Qдесорб.воды)	$8{,}3.10^9$	Количество тепла испаренной воды при кипячении ($Q_{испар.воды}$)	$1{,}9.10^9$
Потерь тепла	$1{,}48.\ 10^9$	Потерь тепла	$1{,}1.10^9$
Общее потери тепла	$4{,}2.10^{10}$	Общее потери тепла	$1{,}2.10^9$

Обсуждение: Можно сделать вывод, что общее потребление энергии для адсорбционных метод осушки выше, чем у абсорбционных метод. Исходя из общего количества энергии, потребляемой каждым методом процесса осушки, более экономично использовать метод абсорбционной осушки для удаления воды из газа. Для спецификаций, требующих более низкой точки росы, показанный метод адсорбции является наиболее эффективным.

Литература

1. Gas Process Suppliers Association. Engineering Data Book / Gas Process Suppliers Association. – Oklahoma: Edition N°12 volume I & II. – 2004. – 821 p.
2. Speight J. G. Natural Gas: a basis handbook / J. G. Speight. – Houston, Gulf professional publishing 2007. – 252 p.
3. Saeid M. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing / M. Saeid, J. G. Speight, A.P. William – Oxford, U.K, Gulf professional publishing, 2006. – 672 p.
4. Walla S. Natural gas Processing course [Text] / S Walla. – 2020. – P.384. – DOI https://www.researchgate.net/publication/340417842.

ДЕСТРУКЦИЯ СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНОВЫХ КОМПОНЕНТОВ В ПРИСУТСТВИИ КАТАЛИЗАТОРОВ НА ОСНОВЕ ОКСИДА НИКЕЛЯ

Уразов Х.Х., Свириденко Н.Н.
Научный руководитель - научный сотрудник Н.Н. Свириденко
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Легкие и средние нефти являются традиционными источниками энергии на протяжении многих десятилетий. Однако, среднесуточное потребление нефтепродуктов по данным ОПЕК растет, и в 2021 году достигло 99,2 млн баррелей, несмотря на активное развитие возобновляемых источников энергии [1]. Все это способно привести к истощению традиционных источников нефти и к увеличению зависимости от нетрадиционных источников нефти, таких как тяжелая и сверхтяжелая нефть. Тяжелая и сверхтяжелая нефть являются перспективным источниками энергии и составляют около 70% от общего запаса мировых запасов нефти [2].

Тяжелые и сверхтяжёлые нефти характеризуются вязкостью больше 100 мПа·с и плотностью API от 10 до 20°, что является следствием высокого содержания смол и асфальтенов [3]. В процессе эксплуатации тяжелой нефти возникает ряд сложностей, связанных с транспортировкой и переработкой нефти, которые приводят к повышению себестоимости продуктов переработки тяжелой нефти [4]. Как правило методы переработки тяжелой нефти могут быть разделены на две большие группы: некаталитические и каталитические. Некаталитические процессы переработки нефти отличаются низким выходом легких фракций и большим количеством нефтяного кокса [5].

Снижение содержания смолисто-асфальтеновых компонентов в ходе каталитической переработки нефти достигается путем активизации ряда реакций: гидрокрекинг, гидродесульфуризация, гидроденитрогенизация, гидродеоксигенация и гидродеметаллизация. Катализаторами таких реакций могут выступать оксиды переходных металлов, например, NiO, CoO, CuO, Fe_2O_3 и другие. Наличие большого количества афальтенов приводит к дезактивации катализатора за счет протекания побочных реакций и коксообразования на активных центрах [6]. Асфальтены представляют сложную структуру из полиароматических ядер, связанных с алифатическими цепями, содержащими гетероатомы (например, N, S и O); включая металлы (например, Ni и V) [7]. Высокое содержание асфальтенов затрудняет использование тяжелой нефти. Таким образом, в последнее время большое количество исследований направлено на поиск способов снижения содержания асфальтенов в тяжелых нефтях и оптимальных условий процесса деструкции асфальтенов.

Целью данной работы является изучение влияния количества оксида никеля на состав и структуру смолисто-асфальтеновых компонентов тяжелой нефти в процессе каталитического крекинга.

В качестве объекта исследования использовали нефть Зюзеевского месторождения, характеристики которой представлены в таблице 1. Данный объект относится к высокосернистым нефтям (содержание серы 4,53 %), с высоким содержанием смол и асфальтенов (31,8 % мас.), атомное отношение H/C составляет – 1,69. По данным фракционного состава в данной нефти содержится небольшое количество светлых фракций, выкипающих в интервале нк-200 ºС и 200-360 ºС – 13,5 и 17,3 % соответственно. Содержание фракции вакуумных газойлей (360-476 ºС) составило 25,1 % мас., а фракций, выкипающих выше 476 ºС – 44,1 % мас.

Таблица 1

Физико-химическая характеристика Зюзеевской нефти

Параметр	Содержание, % мас
Вязкость при 20 °С, сСт	742,9
Плотность при 20 °С	940,0
атомное отношение H/C	1,69
Содержание серы	4,53
Вещественный состав, % мас	
Масел	68,2
Смол	22,5
Асфальтенов	9,3
Фракционный состав, % мас.	
НК-200	13,5
200-360	17,3
360-476	25,1
>476	44,1

Для увеличения количества светлых фракций проводили каталитический крекинг нефти в присутствии оксида никеля. Температура и время проведения крекинга составляли 450 °С и 80 минут, соответственно [8].

Крекинг Зюзеевской нефти приводит к деструкции смолисто-асфальтеновых компонентов, содержание которых снижается на 15,0 % мас. (таблица 2). Выход побочных продуктов (газа и кокса) составил 8,4 % мас.

Крекинг нефти в присутствии оксида никеля приводит к изменению направленности процесса. При количестве добавки оксида никеля 0,2 и 0,5 % мас. наблюдается увеличение деструкции смол и асфальтенов по сравнению с исходной нефтью – 23,2 и 18,6 % мас. соответственно. При этом выход газа и кокса увеличивается в 1,1-1,5 раза по сравнению с крекингом без добавки.

Таблица 2

Вещественный состав продуктов каткрекинга нефти с различным содержанием NiO при 450°C и 80 мин.

Образец	Содержание, % мас.				
	Газ	Масла	Смолы	Асфальтены	Кокс
Исходная нефть	0,0	68,1	21,5	10,4	0,0
Крекинг	5,0	74,7	11,0	5,9	3,4
Добавка NiO, % мас.					
0,1	5,4	73,7	12,9	7,4	0,6
0,2	6,9	78,9	7,2	1,5	5,5
0,3	11,7	73,8	7,4	2,5	4,6
0,5	6,1	77,3	8,0	5,3	3,3

По данным фракционного состава видно, что при добавке 0,2 и 0,5 % оксида никеля наблюдается увеличение светлых фракций (нк-360 °С) на 5,7 и 4,6 % мас. соответственно (Рис. 1). Использование 0,3 % мас. NiO приводит к незначительному увеличению целевых продуктов за счет ускорения газообразования (Таблица 2).

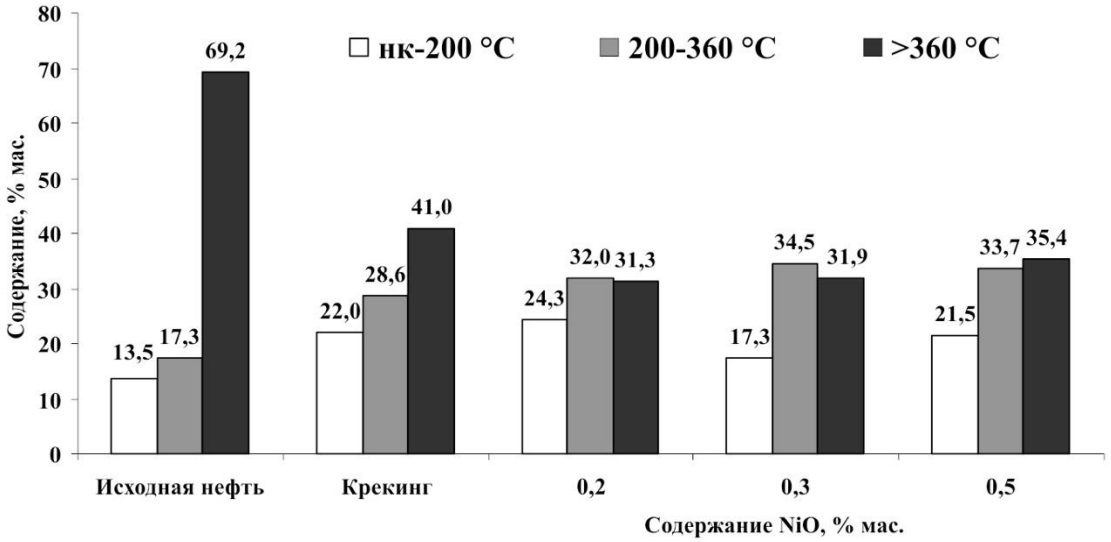


Рис. Фракционный состав продуктов крекинга тяжелой нефти в присутствии оксида никеля

Таким образом, установлено влияние количества добавки оксида никеля. Выявлено, что добавка NiO в количестве 0,2 и 0,5 % мас. способствует увеличению выхода светлых фракций и деструкции смолисто-асфальтеновых компонентов.

Работа выполнена в рамках Госзадания.

Литература

1. Yibo Li et al. A Review of in Situ Upgrading Technology for Heavy Crude Oil // Petroleum. 2020.
2. Morteza Hosseinpour et al. The Synergistic Effect between Supercritical Waterand Redox Properties of Iron Oxide Nanoparticlesfor In-Situ Catalyticupgrading Heavy Oil with Formic Acid. Isotopic Study // Applied Catalysis B: Environmental. 2018. - V. 230. - P. 91–101.
3. Chen Li et al. Advances on the Transition-Metal Based Catalysts for Aquathermolysis Upgrading of Heavy Crude Oil // Fuel. 2019. - V. 257.
4. Ameen A. Al-Muntaser et al. Hydrothermal Upgrading of Heavy Oil in the Presence of Water at Sub-Critical, near-Critical and Supercritical Conditions // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. - V. 184.
5. Morteza Hosseinpour et al. An Optimization Study on Heavy Oil Upgrading in Supercritical Water through the Response Surface Methodology (RSM) // Fuel 2020. - V. 271.
6. Ki Hyuk Kang et al. A Review on the Mo-Precursors for Catalytic Hydroconversion of Heavy Oil // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. 2019. - V. 76 - P. 1–16.
7. Mohammad Sadegh Mazloom et al. Application of Nanoparticles for Asphaltenes Adsorption and Oxidation: A Critical Review of Challenges and Recent Progress // Fuel 2020. - V. 279.
8. Sviridenko N.N. N.N., Akimov A.S., Golovko A.K. Effect of conditions of cracking of heavy crude oils on a composition of
9. products // AIP Conference Proceeding. 2019. – V. 2167. – P. 020360.

ФАКТОРЫ ТЕРМОУСТОЙЧИВОСТИ МАГНЕТИТОВОГО ЯДРА

Черепова А. Е., Ушакова Е. С.
Научный руководитель – доцент А.Г. Ушаков
Кузбасский государственный технический университет имени Т. Ф. Горбачева, г. Кемерово, России

Аварийный разлив нефти [АРН] – чрезвычайная ситуация антропогенного характера, в результате которой произошло попадание нефти в окружающую среду. Как только состоялось соприкосновение нефти с водой, происходит быстрое распространение маслянистой пленки, на дальние расстояния под действием многих факторов (скорость течения, ветра и т.д.). Пленка вызывает недостаток кислорода в водоеме, вследствие чего неблагоприятно влияет на флору и фауну.

Именно поэтому ликвидация аварийных разливов [ЛАРН] должна быть своевременной и подкреплена всеми необходимыми грамотными действиями. Обеспечить ЛАРН способен магнитный сорбент, благодаря мгновенной сорбции, высокой нефтеемкости и управляемости процессом на всех этапах: распределение сорбента, очистка водного пространства и сбор с водного пространства [2].

Магнетитовое ядро – магнитный центр магнитоуправляемого сорбента сферической формы, позволяет полностью контролировать процесс ликвидации разливов под действием магнитного поля [1].

Введение ядра позволяет повысить управляемость и прочность сорбента в целом, а также его легко извлекать из золы при утилизации отработанного сорбента методом сжигания и использовать повторно. Именно поэтому есть необходимость в термической устойчивости магнетитового ядра [4].

Цель работы: изучить влияние различных факторов на термоустойчивость магнетитового ядра.

Термическая обработка осуществляется в муфельной печи, где магнетитовое ядро подвергают высокотемпературной обработке, нагревом от от 20˚С до 800˚С. Температурный режим способствует формированию структуры, которая не будет изменяться при дальнейшей подготовке нефтесорбента [3].

Для определения оптимального температурного режима были проведены эксперименты. Часть гранул подвергали резкому нагреванию в муфельной печи, но при достижении температуры 600 ˚С гранулы теряли свою сферическую форму, вспучиваясь, подобно лопающейся кукурузе. (Рис.1.). Дело в том, что внутри ядра, даже после сушки остается влага, при резком нагреве внешняя оболочка не пропускает воду и не дает ей испаряться, вследствие чего возникает давление, ядра лопаются и выворачиваются.

Рис. 1. Влияние резкого нагревания на магнетитовое ядро

Другую часть гранул помещали в холодную муфельную печь с температурой 20 ˚С с дальнейшим постепенным нагреванием вплоть до 800 ˚С. За счет именно постепенного нагрева влага медленно выходит из ядра и гранулы в итоге не выворачиваются, а сохраняют первоначальную физическую форму и при этом приобретают заданную прочность (Рис. 2).

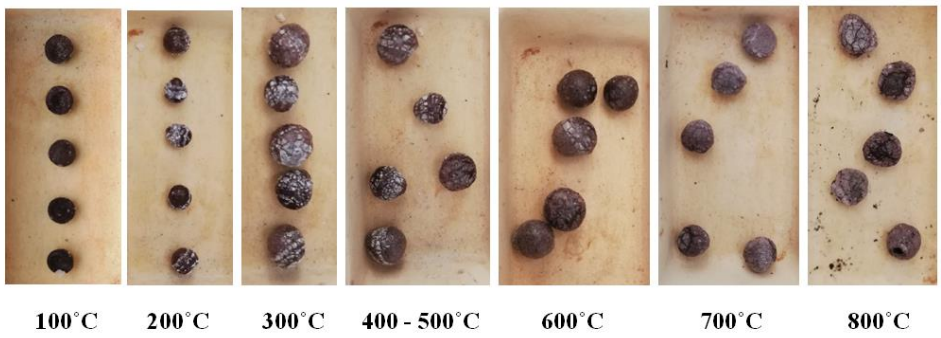


Рис. 2. Влияние постепенного нагревания на термическую устойчивость магнетитового ядра

Для получения магнетитового ядра возможно использовать 2 вида магнетита: полученный синтетически (ТУ 6-14-1009-79) и полученный из золы сжигания углей инжиниринговым центром Иркутского государственного университета по переработке техногенного сырья. Свойства различных видов магнетита приведены в таблице [5].

Таблица

Основные характеристики различных видов магнетита

Характеристика	**синтетический**	**из золы углей**
Цвет	Черного матового	Чёрный блестящий
Запах	Нехарактерный запах	Не имеет
Насыпная плотность (кг/м³)	1364±68,2	2242±100,9
Влажность (%)	0	0
Зольность (%)	98,98±4,9	99,75±5,0

В зависимости от природы магнетита варьировались и свойства магнетитового ядра. Так при использовании магнетита из золы сжигания углей магнетитовое ядро имело серо-белый цвета с низкой прочностью, рассыпалось при малейшем механическом воздействии. Магнетитовое ядро, полученное из синтетического магнетита, имело бурую окраску и прочность порядка 1 кг (Рис.3). Природа данного явления на сегодняшний день не объяснима, необходимы дальнейшие исследования.

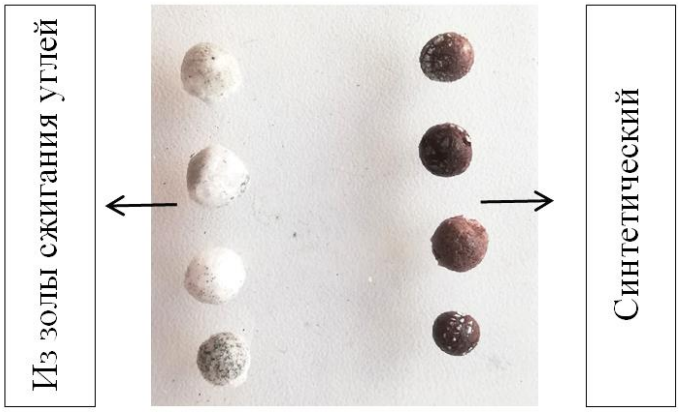


Рис. 3. Влияние магнетита на термическую устойчивость магнетитового ядра

Влияние температуры муфельной печи на момент введения гранул влияет на характеристики магнетитового ядра. Резкое воздействие высокой температуры негативно влияет на гранулы. Они вспучиваются и теряют сферическую форму. Оптимальным решением можно считать введение гранул в холодную муфельную печь с дальнейшим постепенным нагреванием. В этом случае гранулы сохраняют свою форму. В промышленных условиях подобный процесс можно организовать путем применения печей с разделенными температурными зонами.

Таким образом, на термическую устойчивость магнетитового ядра влияют как природа используемого магнетита, так и исходная температура муфельной печи. Оптимальный режим термообработки представляет собой постепенное нагревание магнетитовых ядер из магнетита, полученного синтетически вплоть до 600 – 700 ˚С.

Литература

1. Левченко А. А., Ушаков А. Г. Магнитное ядро и факторы, определяющие его получение в технологии нефтесорбентов // IV Всероссийская конференция «Химия и химическая технология: достижения и перспективы» (27 - 28 ноября 2018 г.) – Кемерово: КузГТУ, – 2018. – 4 с.
2. Ракитин М. С. Проблема ликвидации разливов нефти // Academy, – 2017. – 3 с.
3. Ушакова Е. С. Черепова А. Е. Влияние режима термообработки на создание магнетитового ядра для магнитных нефтесорбентов // Нефтехимия – 2020: материалы III Международного научно-технического форума по химическим технологиям и нефтегазопереработке. – Минск: БГТУ, – 2020. – С. 193-197.
4. Черепова А. Е., Ушакова Е. С. Получение магнетитового ядра в лабораторных условиях // Материалы V Всероссийской конференции «Химия и химическая технология: достижения и перспективы». – Кемерово: КузГТУ, – 2020. – 3 с.
5. Черепова А. Е. и др. Изучение свойств магнетитов различной природы происхождения / А. Е. Черепова, М. В. Логунова, Д. А. Овчинникова, Е. С. Ушакова // IV Всероссийская конференция «Химия и химическая технология: достижения и перспективы» (27 - 28 ноября 2018 г.) – Кемерово: КузГТУ, – 2018. – 5 с.

П О Д С Е К Ц И Я 2

ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ АТМОСФЕРНЫХ И ВАКУУМНЫХ ДИСТИЛЛЯТОВ НЕФТИ

Белинская Н.С.

Научный руководитель - профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данной работе предложен подход к моделированию процессов гидропереработки нефтяных дистиллятов, основанный на учете химических превращений углеводородов, распределения в сырье содержания н-парафинов по числу атомов углерода в молекуле и их реакционной способности в целевой реакции, а также нестационарного характера протекания процессов вследствие дезактивации катализатора и изменения состава сырья. С использованием предложенного подхода, разработана математическая модель процесса гидродепарафинизации нефтяных дистиллятов, как следующий этап совершенствования ранее разработанной модели и компьютерной моделирующей системы [1,2].

На основе большого массива экспериментальных данных по составу и свойствам сырья, разработана методика пересчета фракционного состава сырья в групповой, а также методика распределения содержания н-парафинов в нефтяных дистиллятах.

Выявлены закономерности реакционной способности н-парафинов в целевой реакции (реакции гидрокрекинга) при условиях проведения процесса гидродепарафинизации в промышленности.

С применением разработанной математической модели проведено исследование влияния расхода водородсодержащего газа на процесс гидродепарафинизации нефтяных дистиллятов, проведена оптимизация процесса по таким технологическим параметрам, как температура и расход водородсодержащего газа.

На рисунках 1, 2 показано сравнение выхода продукта и относительной активности катализатора при проведении процесса при оптимальных и фактических условиях.

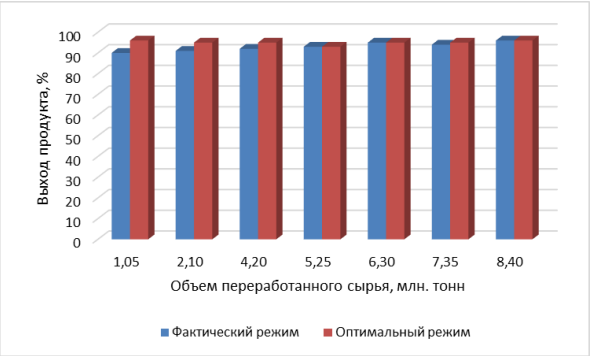


Рис. 1 Выход продукта при фактическом и оптимальном режиме

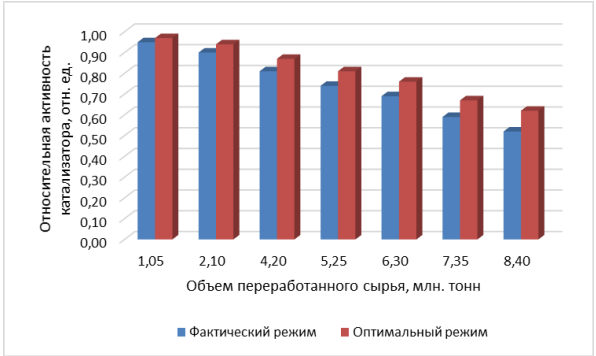


Рис. 2 Относительная активность катализатора при фактическом и оптимальном режиме

Как показывают результаты расчета, при эксплуатации установки в оптимальных режимах выход продукта на 1-6 %. выше, чем при фактическом режиме. Выход продукта в начальный период при фактическом режиме меньше вследствие того, что температура процесса была выше оптимальной, получаемый продукт обладал более высоким запасом по качеству, однако при этом увеличился выход углеводородного газа. По мере снижения активности катализатора происходит увеличение выхода продукта и ухудшение его низкотемпературных свойств.

Проведение процесса гидродепарафинизации нефтяных дистиллятов при оптимальной подаче водородсодержащего газа и оптимальной температуре позволяет повысить ресурс катализатора на 10 %.

Исследование выполнено при поддержке Российского научного фонда (проект № 19-73-00023).

Литература

1. 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.
2. Белинская Н.С., Франция Е.В., Иванчина Э.Д., Луценко А.С., Афанасьева Д.А. Нестационарная математическая модель процесса каталитической депарафинизации дизельных топлив // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2018. – № 12. – С. 25-32.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ВЫХОДА ЦЕЛЕВЫХ ПРОДУКТОВ И КОКСА В ПРОЦЕССЕ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА ПРИ ИЗМЕНЕНИИ СОСТАВА СЫРЬЯ

Аркенова С.Б.[1], Назарова Г.Ю.[1], Орешина А.А.[1], Калиев Т.А.[1,2]
Научный руководитель - профессор Е.Н. Ивашкина[1]
[1]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
[2]ТОО «Павлодарский нефтехимический завод», г. Павлодар, Казахстан

Каталитический крекинг считается одним из основных процессов в нефтеперерабатывающей промышленности для производства высококачественных компонентов моторных топлив и жирного газа, богатого пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракциями. В настоящее время в каталитический крекинг вовлечено различное сырье (вакуумный и атмосферный газойли, тяжелые остатки вторичных процессов очистки, и т. д.), в зависимости от типа которого, существенно различаются технологии и катализаторы процесса. Переработка тяжелого сырья с высоким содержанием ароматических углеводородов, смол и тяжелых металлов, приводит к увеличению количества кокса, образующегося на поверхности катализатора, тем самым оказывая влияние на тепловой баланс системы «лифт-реактор-регенератор» и, как следствие, к образованию низкого выхода бензиновой фракции и газа. Таким образом, для адекватного описания процесса математические модели должны учитывать постоянно изменяющийся групповой состав перерабатываемого сырья [1]. В то же время создание адекватной модели каталитического крекинга усложняется трудностью идентификации групп углеводородов и отсутствием проведения анализов по определению группового состава сырья в заводских лабораториях. Таким образом, разработка методики по связи таких параметров как регулярные показатели (фракционный состав, плотность, вязкость) с компонентным составом сырья актуальна.

Целью данной работы является разработка алгоритма для расчета группового состава вакуумного газойля на основании его физических свойств и исследование влияния группового состава сырья на выход целевых продуктов и кокса в технологии каталитического крекинга с применением математической модели процесса.

В результате проведенных численных и экспериментальных исследований была разработана методика расчета группового состава вакуумного газойля на основании взаимосвязи физических показателей нефтепродукта [2]. Погрешность расчетов не превышает 3 %. Используемые в расчете эмпирические формулы определения молекулярной массы и показателя преломления при этом учитывают степень парафинистости фракции [3]:

$$MM = (7K - 21{,}5) + (0{,}76 - 0{,}04K)T_{\text{ср.м.}} + (0{,}0003K - 0{,}00245)T_{\text{ср.м.}}^2$$

$$n_D^{20} = 2{,}1500 - 10^{(\lg MM - 1{,}9939436 - 0{,}0019764 * T_{\text{ср.м.}})},$$

где ММ – молекулярная масса фракции, г/моль, n_D^{20} – показатель преломления фракции при 20 °С, Tср.м. – средняя молярная температура кипения, °С; K – характеристический фактор:

$$K = \frac{1{,}216\sqrt[3]{T_{\text{ср.м.}}}}{\rho},$$

где Tср.м. – средняя молярная температура кипения, °К; ρ – плотность фракции при 15 °С, г/см^3.

В основу разработанной методики легла система из трех уравнений:

$$\begin{cases} x_p + x_N + x_{A+R} = 1 \\ 1{,}048 \cdot x_p + 1{,}03 \cdot x_N + 1{,}07 \cdot x_{A+R} = Ri \\ 0{,}74 \cdot x_p + 0{,}89 \cdot x_N + 0{,}95 \cdot x_{A+R} = VGC \end{cases}$$

Первое уравнение является мольным балансом группового состава вакуумного газойля, второе и третье уравнение – законом аддитивности для интерцепта рефракции (Ri) и вязкостно-весовой константы (VGC). Определять групповой состав тяжелых нефтяных фракций на основании вязкостно-весовой константы и интерцепта рефракции, было предложено авторами в [4]. Значения среднего интерцепта рефракции парафинов, нафтенов и ароматических углеводородов составили 1,048, 1,03, 1,07, а их значения средней вязкостно-весовой константы составили 0,74, 0,89, 0,95 соответственно.

Система уравнений решается методом Крамера относительно x_P, x_N и x_{A+R} и были получены следующие выражения для расчета мольной концентрации углеводородных групп:

$$\begin{cases} x_p = -3{,}70056 + 8{,}474576 \cdot Ri - 5{,}6497 \cdot VGC \\ x_N = 28{,}7853 - 29{,}6610 \cdot Ri + 3{,}1073 \cdot VGC \\ x_{A+R} = -24{,}0847 + 21{,}1864 \cdot Ri + 2{,}54237 \cdot VGC \end{cases}$$

Заключительным этапом расчета группового состава является пересчет мольной долевой концентрации групп углеводородов в массовый процент, зная их среднюю молекулярную массу.

Модуль расчета группового состава запрограммирован в кинетическую модель каталитического крекинга, что позволит спрогнозировать выход и качество продуктов крекинга, в том числе массу кокса, образующегося на поверхности катализатора при изменении состава перерабатываемого сырья. Программная реализация выполнена на языке Python (рисунок 1).

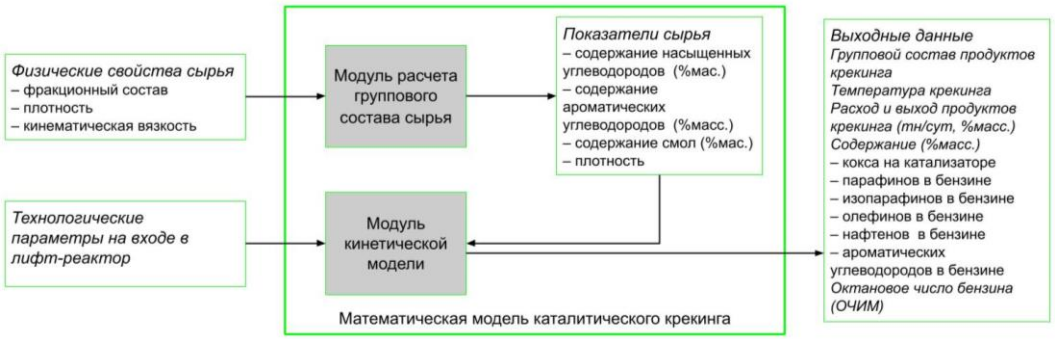


Рис. 1 Схема расчета выхода продуктов и кокса в процессе каталитического крекинга при изменении состава сырья

С применением разработанной кинетической модели, основанной на групповом подходе, были проведены исследования четырех образцов сырья каталитического крекинга (таблица 1).

Таблица 1

Рассчитанные значения массовых концентраций насыщенных, ароматических углеводородов и смол

Группа углеводородов	Сырье 1	Сырье 2	Сырье 3	Сырье 4
Насыщенные углеводороды, % мас	75,4	64,0	55,5	50,1
Ароматические углеводороды, % мас	22,5	33,3	41,3	46,0
Смолы, % мас	2,1	2,7	3,2	3,9

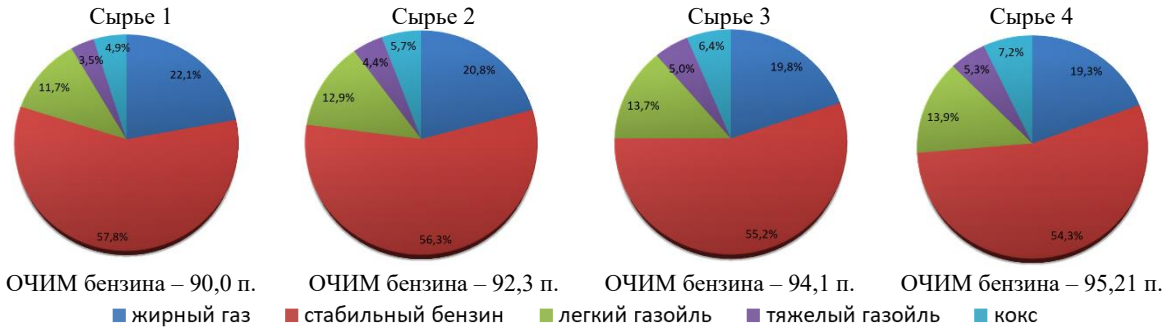


Рис. 2 Выход продуктов и кокса в зависимости от состава сырья каталитического крекинга

В соответствии с рисунком 2, с увеличением концентрации парафиновых и нафтеновых углеводородов в сырье с 50,1 по 75,4 % мас. увеличивается выход бензина с 54,3 по 57,8 % мас. и газообразных продуктов с 19,3 по 22,1 % мас. Высокое содержание ароматических углеводородов (46 % мас.) и смол (3,9 % мас.) в сырье 4 способствует высокой скорости реакции коксообразования до 7,2 % мас., что приводит к снижению активности катализатора и степени конверсии сырья и увеличению выработки тяжелых продуктов: легкого (13,9 % мас.) и тяжелого (5,3 % мас.) газойлей. Вместе с тем, высокое содержание ароматических углеводородов способствует высокому октановому числу бензина крекинга.

Разработка и применение методики расчета группового состава в комплексе с кинетической моделью процесса обеспечивает чувствительность модели к составу сырья при прогнозировании эффективных режимов работы реакторно-регенераторного блока без необходимости проведения длительных экспериментов, что позволяет гибко реагировать на изменения состава сырья и потребности рынка в нефтепродуктах.

Литература

3. Доронин В.П., Липин П.В., Сорокина Т.П. Влияние условий проведения процесса на состав продуктов при традиционном и глубоком каталитическом крекинге нефтяных фракций // Катализ в промышленности. – 2012. – №1. – С. 27–32.
4. Задегбейджи Р. Каталитический крекинг в псевдоожиженном слое катализатора. Справочник по эксплуатации, проектированию и оптимизации установок ККФ: пер. с англ. яз. 3-го изд; под ред. О.Ф. Глаголева. – СПб.:ЦОП «Профессия», 2014. – 384 с.
5. Моисеев А. В. Расчетные методы определения физико-химических свойств углеводородных систем, нефтей и нефтепродуктов: Примеры и задачи: учеб. пособие / А. В. Моисеев. – Комсомольск-на-Амуре: ГОУВПО «КнАГТУ», 2010. – 179 с.
6. Riazi M. R., Daubert T. E. Prediction of the Composition of Petroleum Fractions // Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev. – 1980. – Vol. 19. – P. 289–294.

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ГИДРООЧИСТКИ ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ

Афанасьева Д.А.[1], Аркенова С.Б.[1], Калиев Т.А.[1,2]

Научные руководители: профессор Е.Н. Ивашкина[1], научный сотрудник Н.С. Белинская[1]

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

[2]ТОО «Павлодарский нефтехимический завод», г. Павлодар, Казахстан

Процесс гидроочистки стал ключевым благодаря двум вызовам нефтеперерабатывающей отрасли. Во-первых, ужесточились требования к качеству получаемых светлых нефтепродуктов (требуется значительно снизить максимальное допустимое количество серы). Во-вторых, нефтеперерабатывающим компаниям становится необходимым перерабатывать более «тяжелую» высокосернистую нефть из-за истощения запасов «легкой» нефти с низким содержанием серы [1, 2, 6].

Большинство исследований в области гидроочистки основаны на проведении экспериментальных работ на лабораторных установках, которые плохо масштабируются на промышленные объекты. Целью же данной работы является разработка математической модели процесса гидроочистки вакуумного газойля, позволяющей прогнозировать оптимальные технологические параметры работы промышленной установки, а также состав и свойства сырья каталитического крекинга – последующей стадии переработки вакуумных дистиллятов. Применение метода математического моделирования [3] позволяет нивелировать затраты производства на проведение экспериментальных пробегов, как в денежном, так и временном эквиваленте. Новизна описываемой математической модели отражена в виде учета в исследуемой системе трех фаз: газообразной, жидкой и твердой.

В качестве исходных данных для разработки математической модели и ее верификации приняты данные, представленные в таблице 1-2.

Таблица 1

Характеристика вакуумного газойля

Характеристика	Значение
Плотность при 15,6 °С, г/см^3	0,9146
Плотность при 50 °С, г/см^3	0,8945
Молекулярная масса	420
Средняя температура кипения, °С	451
Элементный состав (% мас.):	
C	85,94
H	12,18
S	2,00

Таблица 2

Эксплуатационные условия

Параметр	Значение
Скорость газа, см/с	0,1606
Скорость жидкости, см/с	$7{,}522\cdot10^{-3}$
Высота каталитического слоя, см	125
Температура, °С	340
Давление, МПа	10

Основная реакция гидрогенолиза выглядит следующим образом [4]:

$$S_{(ж)} + 15H_{2(г)} \rightarrow HC_{(ж)} + 9H_2S_{(г)}$$

Математическая модель представляет собой систему уравнений сохранения массы, для которой на данном этапе разработки приняты следующие допущения [5]:

1. Скорости газа и жидкости постоянны по всей секции реактора.
2. Отсутствуют радиальные градиенты концентрации и температуры.
3. Активность катализатора не изменяется со временем.
4. Испарение и конденсация не происходят.
5. Давление постоянно.
6. Химические реакции протекают только на катализаторе, в жидкой и газовой фазе реакции не протекают.

Уравнения материального баланса в модели выражены в виде дифференциальных уравнений в частных производных – уравнения 1-4 [4, 5]:

Газовая фаза:

$$\frac{\partial p_i^G}{\partial t} = u_G \cdot \frac{\partial p_i^G}{\partial z} - k_i^L \cdot a_L \cdot R \cdot T \cdot \left(\frac{p_i^G}{H_i} - C_i^L \right) \quad (1)$$

где i – индекс для H_2, H_2S; p_i^G – парциальное давление компонентов; t – время; u_g – скорость газа; z – длина реактора; произведение $(k_i^L \cdot a_L)$ - описывает массоперенос между газовой и жидкой фазами; R – газовая постоянная; T – температура процесса; жидкофазные концентрации компонентов в равновесии с их объемным парциальным давлением представлены соотношением (p_i^G / H_i); C_i^L - жидкофазные концентрации.

Жидкая фаза:

$$\frac{\partial C_i^L}{\partial t} = -u_L \cdot \frac{\partial C_i^L}{\partial z} + k_i^L \cdot a_L \left(\frac{p_i^G}{H_i} - C_i^L \right) - k_i^S \cdot a_S \left(C_i^L - C_i^S \right) \quad (2)$$

где i – индекс для H_2, H_2S.

$$\frac{\partial C_i^L}{\partial t} = -u_L \cdot \frac{\partial C_i^L}{\partial z} - k_i^S \cdot a_S \left(C_i^L - C_i^S \right) \quad (3)$$

где i – индекс для HC, S; u_L – скорость жидкости; произведение ($k_i^S \cdot a_S$) – описывает массоперенос между жидкой и твердой фазами; C_i^S – концентрации на поверхности катализатора.

Твердая фаза:

$$\frac{\partial C_i^S}{\partial t} = k_i^S \cdot a_S \left(C_i^L - C_i^S \right) \pm \nu_i \cdot \rho_b \cdot \eta \cdot \zeta \cdot r \quad (4)$$

где где i – индекс для H_2, H_2S, HC, S; ν_i – стехеометрический коэффициент компонента; ρ_b – насыпная плотность катализатора; η – коэффициент эффективности реакции; ζ – активного катализатора в системе; выбор «+» или «-» зависит от того, образуется компонент или расходуется в ходе реакции.

Скорость реакции гидродесульфуризации может быть представлена кинетической моделью типа Ленгмюра–Хиншельвуда [1, 4, 5], учитывающей ингибирующий эффект сероводорода на реакцию удаления серы:

$$r = \frac{k_{HDS} \cdot C_S^S \left(C_{H_2}^S \right)^{0,45}}{\left(1 + K_{H_2S} \cdot C_{H_2S}^S \right)^2} \quad (5)$$

k_{HDS} – константа скорости реакции; C_i^S – концентрации на поверхности катализатора; K_{H2S} – константа адсорбционного равновесия для сероводорода.

На основе вышеперечисленных уравнений (1-5) была разработана программа, на первом этапе своей работы позволяющая учесть изменение концентрации веществ в соответствующих фазах вдоль слоя катализатора. В качестве метода решения математической модели выбран метод Эйлера, как один из наиболее простых численных методов решения дифференциальных уравнений. Результаты работы программы на примере изменения концентрации серы и сероводорода в жидкой и твердой фазах представлены на рис 1.

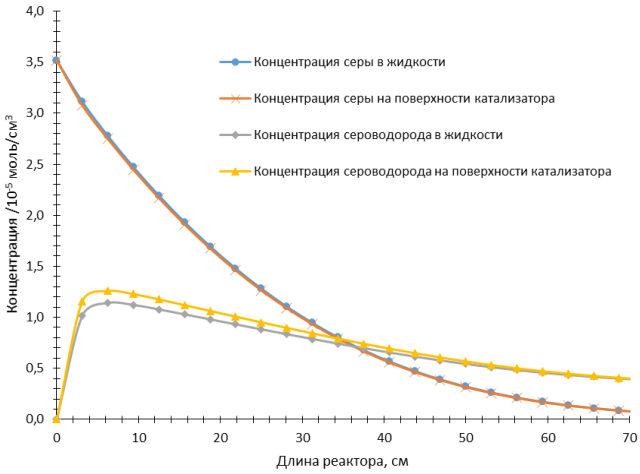


Рис. 1 Профиль изменения концентраций серы и сероводорода по длине реактора

Верификация реализованной модели с результатами работы установки [2] показала, что погрешность расчета составила менее 10 %. Таким образом, разработанная математическая модель является адекватной и может применяться для исследования и оптимизации процесса гидроочистки вакуумного газойля.

Литература

1. Анчита Х. Переработка тяжелой нефти. Реакторы и моделирование процессов: пер. с англ. [Текст] / Х. Анчита. – СПб.: Профессия, 2015. – 588 с.
2. Гидрооблагораживание тяжелого вакуумного газойля на модифицированных алюмоникельмолибденовых катализаторах. [Текст] / Н. А. Плешакова, И. И. Занозина, О. Е. Шабалина, Е. Н. Рохманько, Т. В. Мишустина // Нефтехимия. – 2012. – Т. 52. - № 4. - С. 262-269.
3. Ivanchina E.D. Mathematical modeling of multicomponent catalytic processes of petroleum refining and petrochemistry [Text] / E. D. Ivanchina, E. N. Ivashkina, I. O. Dolganova, N. S. Belinskaya // Reviews in Chemical Engineering. – 2021. V. 37(1). – P. 163-191. DOI: 10.1515/revce-2018-0038.
4. Korsten H. Three-phase reactor model for hydrotreating in pilot trickle-bed reactors [Text] / H. Korsten, U. Hoffman // AIChE Journal. - 1996. V. 42(5). - P. 1350-1360.
5. Mederos F.S. Mathematical modeling and simulation of hydrotreating reactors: Cocurrent versus countercurrent operations [Text] / F. S. Mederos, J. Ancheyta // Applied Catalysis A: General. - 2007. – V. 332. - P. 8-21.
6. Remesat D. Improving vacuum gas oil hydrotreating operation via a lumped parameter dynamic simulation modeling approach [Text] / D. Remesat, B. Young, W. Y. Surcek // Chemical Engineering Research and Design. – 2009. - V. 87. - P. 153-165.

ОЦЕНКА ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЙ ВЕРОЯТНОСТИ ПРОТЕКАНИЯ РЕАКЦИЙ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ВОДОРОДА В ОЛЕФИНАХ С ОБРАЗОВАНИЕМ ТЕТРАМЕТИЛБЕНЗОЛА

Багдасарян Н.С., Алтынов А.А.
Научный руководитель - инженер А.А. Алтынов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы наблюдается возрастание числа внедряемых в промышленность процессов переработки углеводородного сырья на цеолитных катализаторах. Это объясняется высокой активностью и селективностью данного типа катализаторов, низкой стоимостью и высокой устойчивостью цеолитов к дезактивации и воздействию каталитических ядов. Однако существенным ограничением применения цеолитов является, обусловленная их микропористой структурой, возможность переработки только легкого углеводородного сырья. В качестве такого сырья могут выступить стабильные газовые конденсаты. Перспективным процессом получения компонентов автомобильных бензинов из легкого углеводородного сырья, в частности, из стабильных газовых конденсатов, является цеоформинг [1].

Отличительной особенностью цеоформинга, по сравнению с наиболее распространенным в Российской Федерации процессом, используемым для повышения октанового числа бензинов – риформингом, является отсутствие в технологическом процессе водородосодержащего газа. Важно отметить, что процесс цеоформинг возможно реализовать на малотоннажных установках, что позволяет перерабатывать сырье 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 химико-технологических процессов на физико-химической основе. Для построения математической модели цеоформинга легкого углеводородного сырья необходимо понимание химизма процесса, то есть основных протекающих реакций, а также знание термодинамических и кинетических 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. Тетраметилбензол является одним из ароматический соединений, встречающихся в продуктах цеоформинга легкого углеводородного сырья.

Ароматические углеводороды, такие как тетраметилбензол, являются ценным компонентом бензинов и позволяют не только повышать октановое число нефтепродукта, но и способствуют более полному и равномерному сгоранию топливовоздушной смеси.

В данной работе приведен расчет термодинамических характеристик реакций перераспределения водорода в олефинах с образованием тетраметилбензола и парафинов.

На первом этапе работы был составлен список теоретически возможных реакций перераспределения водорода в олефинах, которые являются продуктами крекинга легкого углеводородного сырья. Список содержал 120 теоретически возможных реакций. Реагентами в реакциях являлись олефины в ряду от этилена до гептена.

Следующим этапом работы стал расчет термодинамических параметров реакций в программном пакете Gaussian (GaussianView 5.0) [2]. Расчет осуществлялся при условиях реализации процесса цеоформинга: температура – 648, 673 и 698 К (375, 400 и 425 °С соответственно), давление – 2,5 атм.

В таблице 1 представлены результаты расчета термодинамических параметров реакций перераспределения водорода в олефинах при температуре 648 К, характеризующиеся минимальной энергией Гиббса.

Таблица 1

Термодинамические характеристики реакций перераспределения водорода в олефинах с образованием тетраметилбензола при 648 К

№	Реакция	Δ*H*, кДж/моль	Δ*S*, кДж/моль·К	Δ*G*, кДж/моль
1	5 этилен + 3 пропилен = тетраметилбензол + 3 пропан	-702,86	-644,48	-285,23
2	5 этилен + 4 бутен = 2 тетраметилбензол + 6 метан	-755,37	-327,42	-543,20
3	4 этилен + пентен = тетраметилбензол + 3 метан	-456,45	-232,63	-305,70
4	4 этилен + 3 гексен = 2 тетраметилбензол + 6 метан	-589,02	-43,10	-561,09
5	6 этилен + гептен = тетраметилбензол + 3 пропан	-621,92	-474,51	-314,43
6	3 пропилен + бутен = тетраметилбензол + 3 метан	-315,40	-122,45	-236,05
7	пропилен + 2 пентен = тетраметилбензол + 3 метан	-234,51	24,69	-250,51
8	5 пропилен + 4 гексен = 3 тетраметилбензол + 9 метан	-687,48	90,65	-746,22
9	2 пропилен + гептен = тетраметилбензол + 3 метан	-232,93	30,39	-252,62
10	3 бутен + 4 пентен = 2 тетраметилбензол + 6 этан	-476,48	-56,64	-439,78
11	2 бутен + 3 гексен = 2 тетраметилбензол + 6 метан	-349,08	224,74	-494,71
12	3 бутен + 2 гептен = 2 тетраметилбензол + 6 метан	-348,95	228,97	-497,32
13	4 пентен + гексен = 2 тетраметилбензол + 6 метан	-375,12	205,92	-508,56
14	пентен + 3 гептен = 2 тетраметилбензол + 6 метан	-284,49	371,28	-525,08
15	3 гексен + 2 гептен = 2 тетраметилбензол + 6 этан	-308,50	256,22	-474,53

Исходя из таблицы 1, видно, что протекание всех приведенных реакций термодинамичемки возможно. Наиболее вероятным является протекание реакции № 8.

В таблице 2 представлены результаты расчета термодинамических параметров реакции перераспределения водорода в олефинах при температуре 673 К, характеризующиеся минимальной энергией Гиббса.

Таблица 2

Термодинамические параметры реакций перераспределения водорода в олефинах с образованием тетраметилбензола при 673 К

№	Реакция	Δ*H*, кДж/моль	Δ*S*, кДж/моль·К	Δ*G*, кДж/моль
1	5 этилен + 3 пропилен = тетраметилбензол + 3 пропан	-702,09	-643,34	-269,13
2	5 этилен + 4 бутен = 2 тетраметилбензол + 6 метан	-755,23	-327,21	-535,01
3	4 этилен + пентен = тетраметилбензол + 3 метан	-450,35	-231,07	-294,84
4	4 этилен + 3 гексен = 2 тетраметилбензол + 6 метан	-589,33	-43,56	-560,02
5	6 этилен + гептен = тетраметилбензол + 3 пропан	-621,38	-473,73	-302,56
6	3 пропилен + бутен = тетраметилбензол + 3 метан	-315,45	-122,50	-233,00
7	пропилен + 2 пентен = тетраметилбензол + 3 метан	-222,95	26,86	-241,03
8	5 пропилен + 4 гексен = 3 тетраметилбензол + 9 метан	-688,29	89,47	-748,51
9	2 пропилен + гептен = тетраметилбензол + 3 метан	-233,20	29,98	-253,38
10	3 бутен + 4 пентен = 2 тетраметилбензол + 6 этан	-453,34	-52,27	-418,16
11	2 бутен + 3 гексен = 2 тетраметилбензол + 6 метан	-349,84	223,60	-500,33
12	3 бутен + 2 гептен = 2 тетраметилбензол + 6 метан	-349,72	227,80	-503,03
13	4 пентен + гексен = 2 тетраметилбензол + 6 метан	-352,22	209,92	-493,49
14	пентен + 3 гептен = 2 тетраметилбензол + 6 метан	-279,57	371,05	-529,29
15	3 гексен + 2 гептен = 2 тетраметилбензол + 6 этан	-309,48	254,76	-480,94

Из таблицы 2 видно, что реакция № 8, как и при температуре 648 К, характеризуется наименьшим значением энергии Гиббса, причем при увеличении температуры вероятность протекания данной реакции стала выше.

В таблице 3 представлены результаты расчета термодинамических параметров реакции перераспределения водорода в олефинах при температуре 698 К, характеризующиеся минимальной энергией Гиббса.

Таблица 3

Термодинамические характеристики реакций перераспределения водорода в олефинах с образованием тетраметилбензола при 698 К

№	Реакция	Δ*H*, кДж/моль	Δ*S*, кДж/моль·К	Δ*G*, кДж/моль
1	5 этилен + 3 пропилен = тетраметилбензол + 3 пропан	-435,00	-255,80	-256,45
2	5 этилен + 4 бутен = 2 тетраметилбензол + 6 метан	-755,08	-326,97	-526,86
3	4 этилен + пентен = тетраметилбензол + 3 метан	-450,16	-230,78	-289,08
4	4 этилен + 3 гексен = 2 тетраметилбензол + 6 метан	-606,86	-54,49	-568,82
5	6 этилен + гептен = тетраметилбензол + 3 пропан	-354,53	-86,53	-294,13
6	3 пропилен + бутен = тетраметилбензол + 3 метан	-315,49	-122,57	-229,94
7	пропилен + 2 пентен = тетраметилбензол + 3 метан	-223,23	26,45	-241,69
8	5 пропилен + 4 гексен = 3 тетраметилбензол + 9 метан	-712,05	74,28	-763,90
9	2 пропилен + гептен = тетраметилбензол + 3 метан	-233,49	29,57	-254,12
10	3 бутен + 4 пентен = 2 тетраметилбензол + 6 этан	-453,77	-53,44	-416,47
11	2 бутен + 3 гексен = 2 тетраметилбензол + 6 метан	-367,83	211,98	-515,79
12	3 бутен + 2 гептен = 2 тетраметилбензол + 6 метан	-350,52	226,64	-508,71
13	4 пентен + гексен = 2 тетраметилбензол + 6 метан	-358,74	205,26	-502,02
14	пентен + 3 гептен = 2 тетраметилбензол + 6 метан	-280,62	369,53	-538,55
15	3 гексен + 2 гептен = 2 тетраметилбензол + 6 этан	-327,59	242,41	-496,79

Представленные результаты позволяют заключить, что протекание всех рассмотренных реакций в условиях проведения процесса цеоформинга легкого углеводородного сырья термодинамически возможно ($\Delta G < 0$). Кроме того, из представленных результатов наглядно видно, что значение энергии Гиббса минимально в реакциях, продуктами которых являются низкомолекулярные парафины такие, как метан, этан и пропан, а также в реакциях, в которых участвует наибольшее число молей олефинов.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-38-90157.

Литература

1. 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.
2. Ochterski J.W. Thermochemistry in Gaussian. Gaussian, Inc. 2000, 19 с.

ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНАЯ КОНВЕРСИЯ ТОПЛИВНЫХ СМЕСЕЙ РАСТИТЕЛЬНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ

Белоногов М.В.
Научный руководитель - научный сотрудник Р.И. Егоров
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время применение топливных смесей растительного происхождения становятся все более популярным трендом из-за растущих цен на традиционные энергоносители [1, 2]. С другой стороны, внедрение различных горючих биомасс в промышленный топливный цикл позволяет получить возобновляемые источники топлива растительного происхождения, чья экологичность существенно превосходит традиционные топлива [3]. Приготовление топливных смесей различных типов (суспензии, эмульсии, брикетированные порошковые смеси) на основе низкосортных топлив и растительных масел позволяет получать топлива с достаточно высокой теплотворной способностью [4]. Однако, их промышленное использование требует детального исследования протекающих процессов и разработки оптимальных способов максимально эффективного извлечения тепловой энергии [5].

Газификация органических топлив [6] позволяет превратить исходное топливо в смесь горючих газов (CO, H_2, CH_4 и др.), которые могут применяться как в виде топлива, в топках, спроектированных под газовое питание, так и в качестве сырья для различных химических производств. Получаемый, в ходе конверсии топлива растительного происхождения, синтез-газ имеет достаточно высокую теплотворную способность. Варьирование соотношения компонентов топлива позволяет подстраивать химический состав исходной смеси под доступный режим нагрева в ходе газификации [7].

В данной работе рассмотрен способ конверсии растительного топлива в синтез-газ с использованием сфокусированного некогерентного света (например, солнечного излучения). Предложенный метод делает возможным производство горючей газовой смеси с достаточно высокой концентрацией горючих компонентов (CO, H_2 и CH_4).

Для исследования особенностей газификации отходов под действием светового потока был сконструирован стенд, позволяющий варьировать интенсивность излучения в диапазоне от 300 до 1000 Вт/см^2. В качестве источника излучения использовалась лампа накаливания. Схема установки представлена на Рис. 1.

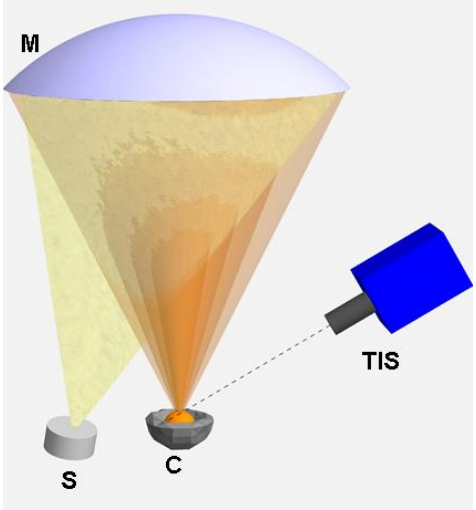


Рис. 1 Схема экспериментального стенда. На схеме показаны тепловизор (TIS), параболическое зеркало (M), поток излучения (S), камера реактора с топливом (C)

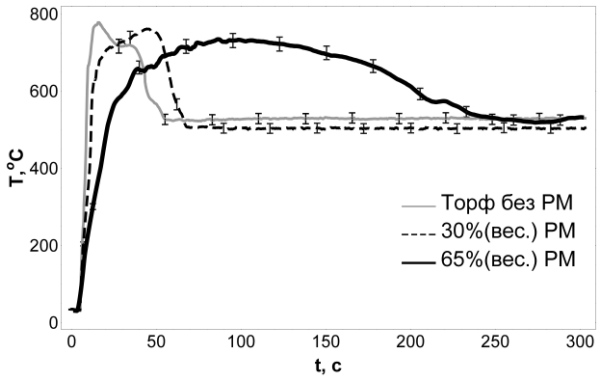


Рис. 2. Изменение температуры смеси топлива со временем в процессе газификации топливной смеси на основе торфа и рапсового масла (до 65 мас. %) под действием сфокусированного света

Температура поверхности топлива контролировалась тепловизором Testo-885-2 в ходе предварительного эксперимента. Состав синтез-газа контролировался газоанализатором Тест-1 (калиброванным по компонентам CO, CO_2, H_2, O_2, NO_x, SO_2), изменение масс отслеживалось аналитическими весами ViBRA AF 225 DRCE. Данный стенд позволяет оценить эффективность конверсии топливных смесей при различных параметрах светового потока.

Для проведения экспериментов использовалась смесь на основе торфа и рапсового масла в различных массовых соотношениях. Было показано, что в отличие от газификации чистого торфа, добавление рапсового масла приводит к резкому изменению температурного режима в зоне нагрева. Типичные температуры слоя топлива в ходе конверсии под действием теплового потока с интенсивностью порядка 800 Вт/см^2 показаны на Рис. 2. Участок высокотемпературной конверсии растягивался по времени при некотором снижении пиковой температуры. Исчезновение четкого температурного пика (серая кривая) показывает, что характерные вспышки горения торфа при начале нагрева замещаются длительным процессом медленного окисления топливной смеси.

Мониторинг состава продуктов газификации приводит резкому падению количества CO_2 и соответствующему росту, теплотворной способности генераторного газа. Максимум отношения горючих и

негорючих компонентов газа наблюдался для топливной смеси с содержанием рапсового масла ~65-67 вес.%. При этом общая производительность газогенерации падала до 80-85% от наблюдаемого для чистого торфа.

Можно сделать заключение, что режимы газификации смеси топлива на основе торфа и рапсового масла в различных соотношениях принципиально отличаются от того, что наблюдается при конверсии чистого торфа. Основными эффектами добавления рапсового масла в состав смеси служат повышение средней температуры газификации и резкий рост концентрации горючих компонентов генераторного газа при заданной интенсивности нагрева от внешнего источника. С учетом того, что рапсовое масло является полностью возобновляемым компонентом топлива, применение смеси, где его содержание составляет порядка 2/3, является оправданным с экологической и экономической точки зрения.

С учетом того, что рапсовое масло является очень неудобным топливом для непосредственного сжигания (практически не зажигается при атмосферном давлении даже при температурах порядка 1000 °C), то предложенный подход выглядит особенно привлекательным способом его промышленного использования. Торф, в данном случае, выступает в качестве свето-поглощающего наполнителя, чье медленное окисление поддерживает температуру в зоне конверсии на 250 °C выше той, что обеспечивается сторонним нагревом.

Применение некогерентных источников света для энергетической накачки процесса газификации топлив позволяет существенно повысить его производительность за счет возможности получать тепловые потоки, невозможные при традиционных методах нагрева (горением топлива даже при кислородном дутье или электронагрев). Выполненные исследования демонстрируют, что предложенный метод газификации смесей топлив позволяет производить синтез-газ с достаточно высокой теплотворной способностью при атмосферном давлении. Использование сфокусированного потока солнечного излучения позволяет без особых затруднений достигать условий, необходимых для запуска термохимической конверсии. При этом изменение интенсивности входящего теплового потока, варьирований концентрации рапсового масла в составе топливной смеси являются достаточно удобными параметрами для регулирования протекания процесса газификации смесей топлива растительного происхождения. Применение свето-индуцированной газификации с использованием солнечного света является дешевым и удобным путем газификации смесей углеводородов с производством горючего газа.

Литература

1. BP Statistical Review of World Energy. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.bp.com, свободный. – Загл. с экрана.
2. Egorov R.I., Zaitsev A.S., Taburchinov R.I. Efficiency of different heat exchange mechanisms for ignition of coal-water compositions//Energy and Fuels. – 2019. – V. 33. – P. 7830-7834.
3. Zaitsev, A.S., Egorov, R.I., Salgansky, E.A, Activation of the fuels with low reactivity using the high-power laser pulses // Energies, 2018 V. 11, P. 48-53
4. Kumar, A. A review on technological options of waste to energy for effective management of municipal solid waste // Waste Management. – 2017. – V. 69. P. 407 – 422.
5. Tabasováa, A., Kropáča, J., Kermes V. Waste-to-energy technologies: Impact on environment // Energy. – 2012. – V. 44. – P. 146-15.
6. Алешина, А. С. Сергеев В.В. Газификация твёрдого топлива: учеб. пособие. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. – 202 с.
7. Zaitsev A.S., Egorov R.I., Strizhak P.A. Light-induced gasification of the coal-processing waste: Possible products and regimes // Fuel. – 2017. – V. 212. – P. 347-352.

КВАНТОВО-ХИМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ С ДЕПРЕССОРНО-ДИСПЕРГИРУЮЩЕЙ ПРИСАДКОЙ

Бердникова А.А., Франция Е.В.

Научный руководитель - научный сотрудник Е.В. Франция

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, в связи с обширным использованием дизельных двигателей в автотракторной технике в дизельное топливо вовлекаются тяжелые нефтяные фракции, для повышения температуры конца кипения [5]. С каждым годом, возрастает потребность в извлечении нефти, содержащей большое количество н-парафинов [4]. В процессах подготовки и переработки нефти тугоплавкие парафиновые углеводороды оказываются в составе производимых топлив [5]. Применение таких дизельных топлив затруднено, поскольку при низких температурах подвижность таких топлив уменьшается, температуры застывания возрастают, и необходимо дополнительно применять системы топливоподачи [4].

Для того, чтобы улучшать низкотемпературные свойства дизельного топлива необходимо снижать содержание тугоплавких парафинов [1]. Различные группы н-парафинов имеют различное влияние на низкотемпературные свойства дизельных топлив. Необходимо учитывать их количество, распределение по молекулярным массам, соотношение с изопарафинами и низкомолекулярными парафинами. Содержание цепочек парафина с количеством углеводородных атомов в цепи до C_{11}, указывает на наличие легкокипящих фракций в составе дизельном топливе и при снижении температуры топлива, такие лёгкие фракции будут приводить к кристаллизации парафинов при температуре, выше температуры помутнения. Содержание числа углеродных атомов в цепи парафинов от C_{11} до C_{17} при добавлении депрессорно-диспергирующей присадки, будет способствовать понижению предельной температуры фильтруемости. Парафины, с длиной цепи C_{18} и выше являются тугоплавкими

и наиболее неблагоприятными [1]. Твердые высокомолекулярные алканы нормального и малоразветвленного строения ухудшают низкотемпературные свойства самой нефти и ее продуктов [3]. Это связано с тем, что при понижении температуры н-парафины выпадают в виде кристаллов, ухудшая фильтрование топлив через фильтроэлементы двигателя и, тем самым, вызывая забивку топливной арматуры [5]. В связи с этим, увеличивается дефицит в промышленности дизельных топлив, застывающих при низких температурах [5].

Для улучшения низкотемпературных свойств дизельного топлива, одним из самых популярных методов является добавление депрессорно-диспергирующей присадки, выполняющей две функции. Депрессор не позволяет агрегации кристаллов парафинов, за счёт адсорбции на их поверхности, препятствуя агрегации и образуя верхний прозрачный и нижний мутный слой. Адсорбируясь на поверхности кристаллов. Таким образом, депрессор снижает температуру застывания и предельную температуру фильтруемости дизельного топлива и препятствует образованию засоров в фильтрах. Диспергатор не позволяет топливу расслаиваться в течение продолжительного периода времени даже при понижении температуры до температуры помутнения дизельного топлива [3].

Наиболее популярными депрессорно-диспергирующими присадками являются: сополимер этилена с винилацетатом (Dodiflow [3]), АддиТОП ДДП [5], «Dodiflow-5057» [2], композиции «Keroflux – ES 6100» и сополимер, содержащий в составе цетилметакрилат [2], сополимеры винилацетата и стеарилметакрилата [3], сополимеры этилена и эфиров акриловых кислот [2], Clariant [1], сополимеры α-олефинамов, винилацетата, и этилена [7]. На сегодняшний день, разработка комплексной депрессорно-диспергирующей присадки, отвечающей всем требованиям дизельного топлива, является одной из важнейших задач. Однако, для решения данной задачи необходимо привлекать квантово-химические методы анализа, поскольку межмолекулярные взаимодействия, возникающие между дизельным топливом и депрессорно-диспергирующей присадкой, оказывают значительное влияние на низкотемпературные характеристики.

В данной работе, проведено исследование межмолекулярных взаимодействий, возникающих при нахождении углеводородов дизельного топлива в одной системе с депрессорно-диспергирующей присадкой. Системы групп углеводородов дизельного топлива с присадками построены с помощью программного комплекса GaussView. В программе Gaussian были рассчитаны и оценены такие параметры, как энтальпия и энергия межмолекулярного взаимодействия углеводородов дизельных фракций, таких как: парафины C_8 - C_{16}, ароматика C_8-C_{16}, нафтены C_8-C_{16} с депрессорно-диспергирующей присадкой. Метод расчёта – полуэмпирический, pm6. Условия стандартные: температура – 298 К, давление – 1 МПа В качестве депрессорной присадки был выбран винилацетат. В качестве диспергирующих присадок были выбраны ундециламин итаконовой кислоты и н-додецилсунцинимид. Энергия, энтальпия межмолекулярного взаимодействия углеводородов дизельных фракций с депрессорно-диспергирующими присадками рассчитывалась по формуле:

$$\Delta E(H)_{вз} = E(H)_{вз(у/в+ВА+ДД)} - E(H)_{у/в} - E(H)_{ВА} - E(H)_{ДД}$$

где $E(H)_{вз\ (н\text{-}пар+ВА+ДД)}$ – энергия (энтальпия) взаимодействия группы углеводородов (н-парафинов, нафтенов, ароматики) с винилацетатом и депрессорно-диспергирующей присадкой.

$E_{у/в}$ – энергия (энтальпия) группы углеводородов (параифнов, ароматики, нафтенов)

$E(H)_{ВА}$ – энергия (энтальпия) винилацетата

$E(H)_{ДД}$ – энергия (энтальпия) диспергирующей присадки)

Результаты расчётов углеводородов дизельных фракций с винилацетатом и диспергирующими присадками приведены в таблице 1.

Таблица 1

Энтальпии и энергии реакций межмолекулярного взаимодействия углеводородов от C_8 до C_{16} с винилацетатом и ундециламином итаконовой кислоты (н-додецилсукциниамидом)

Ундециламин итаконовой кислоты			Н-додецилсукциниамид		
Количество углеводородов с присадками	$\Delta E_{ср}$ реакции, Дж/моль*К	$\Delta H_{ср}$ реакции, кДж/моль	Количество углеводородов с присадками	$\Delta E_{ср}$ реакции, Дж/моль*К	$\Delta H_{ср}$ реакции, кДж/моль
Парафины			Парафины		
C_8-C_{12}	14,91	-25,00	C_8-C_{12}	10,80	-14,92
			C_8-C_{16}	13,49	-18,56
Ароматика			Ароматика		
C_8	13,54	-32,15	C_8	13,08	-31,47
C_8-C_{16}	-	-	C_8-C_{16}	13,40	-24,84
Нафтены			Нафтены		
C_8-C_{12}	13,53	-26,83	C_8-C_{12}	9,97	-17,43
C_8-C_{16}	-	-	C_8-C_{16}	13,37	-23,35

Таблица 1 показывает, что при взаимодействии углеводородов дизельного топлива с ундециламином итаконовой кислоты наибольшие значения энергии (14,91 Дж/моль*К) и энтальпии (-25,00 кДж/моль*К) межмолекулярных взаимодействий наблюдаются для парафиновых углеводородов, что подтверждает наличие большего влияния депрессорно-диспергирующей присадки на парафиновые углеводороды, содержащиеся в топливе. При взаимодействии углеводородов дизельного топлива (C_8-C_{16}) с н-додецилсукциниамидом наибольшую энергию и энтальпию межмолекулярного взаимодействия также имеют парафиновые углеводороды (13,49 Дж/моль*К), наименьшую – нафтены (13,37 Дж/моль*К). Наибольшую энтальпию межмолекулярного взаимодействия имеют парафиновые углеводороды (-18,56 кДж/моль*К), наименьшую – ароматические углеводороды (-24,84 кДж/моль*К),

что также подтверждает сильное межмолекулярное взаимодействие депрессорно-диспергирующей присадки с парафиновыми углеводородами, и, менее сильное с ароматическими и нафтеновыми углеводородами.

При сравнении депрессорно-диспергирующих присадок, значения энергий межмолекулярного взаимодействия н-парафинов с н-додецилсукциниамидом меньше, чем при взаимодействии с ундециаламином итаконовой кислоты для парафинов (C_8-C_{12}) на 4,10 Дж/моль*К, для нафтенов (C_8-C_{12}) на 3,55 Дж/моль*К. Значения энтальпий межмолекулярного взаимодействия при взаимодействии с н-доднцилсукциниамидом, больше, чем при взаимодействии с ундециламином итаконовой кислоты: для парафинов на 10,08 кДж/моль, для нафтенов на 9,40 кДж/моль. Это, вероятно, говорит о том, что наибольшая приёмистость дизельного топлива будет к депрессорно-диспергирующей присадке, содержащей н-додецилсукциниамид.

С помощью параметров энергии и энтальпии межмолекулярных взаимодействий было оценено взаимодействие различных углеводородов дизельной фракции с депрессорно-диспергирующей присадкой. Было установлено, что:

1. Депрессорно-диспергирующая присадка оказывает наибольшее влияние на парафиновые углеводороды, содержащиеся в топливе.

2. Наибольшее влияние на парафиновые углеводороды в составе дизельного топлива оказывает н-додецилсукциниамид.

Полученные параметры послужат обоснованием для выбора депрессорно-диспергирующей присадки, а также для разработки математической модели определения температуры застывания дизельных фракций, с учётом изменения углеводородного состава и межмолекулярных взаимодействий, возникающих между углеводородами дизельных фракций и присадками.

Литература

1. Гилева, М. В. Применение депрессорно-диспергирующей присадки при получении дизельного топлива для арктического климата [Текст] / М. В. Гилева, Н. А. Кулакова, В. Г. Рябов // Вестник ПНИПУ. – 2015. - №4. – С. 147-160.
2. Присадки для эксплуатации топлив при низких температурах [Текст] / А. Я. Дугиева, Б. А.Гайтукаевуа, Арсакова Р. Д., Султыгова З. Х. // Фундаментальные исследования. – 2012. – №9. – С.450-454.
3. Депрессорно диспергирующая присадка для гидроочищенного экологически чистого дизельного топлива [Текст] / Н. Д. Зинина, К. Ю. Симанская, М. В. Павловская, Д. Ф. Гришин // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2013. – №8. – С.37-40.
4. Кондрашева, Н. К. Улучшение низкотемпературных свойств дизельных и судовых топлив при помощи депрессорных присадок [Текст] / Н. К. Кондрашева, Д. О. Кондрашев, В. А. Рудко // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т. 10 –№2 (51). – С.41
5. Маннапов, И. В. Модификация свойств дизельных топлив присадками различного функционального назначения [Текст] / И. В. Маннапов, А. Ю. Спащенко // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – №3. – С.168-185.
6. Митусова, Т. Н. Современные дизельные топлива и присадки к ним [Текст] : учеб. Пособие / Т. Н. Митусова, Е. В. Полина, М. В. Калинина. – М.: Техника, 2002. -64 с.
7. Выбор депрессорных присадок для дизельных топлив [Текст] / Ч. Хань, К. Зен, Х. Линь, П. Ван. // Химия и технология топлив и масел. – 2010. – №5. – С.18.

НЕСТАЦИОНАРНОЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПИРОЛИЗА БЕНЗИНОВОЙ ФРАКЦИИ

Бунаев А.А., Долганова И.О., Долганов И.М., Чернышов М.Н.
Научный руководитель - научный сотрудник И.О. Долганова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время процесс пиролиза углеводородов чаще всего проводится в трубчатых печах. Эффективность проведения процесса в аппаратах данного типа в многом зависит как состава подаваемого сырья, так и от термодинамических условий системы. Тем не менее, она так или иначе уменьшается в течение всего времени работы установки, так как в результате побочных процессов пиролиза в трубах печи накапливается кокс. Под действием высоких температур сырьевые углеводороды разлагаются на более легкие олефины, которые вступают в реакции полимеризации с образованием высокомолекулярных соединений. Эти промежуточные побочные продукты взаимодействуют друг с другом в реакциях поликонденсации. Таким образом в результате побочных процессов образуются соединения кокса. Его молекулы формируют крупные структуры, которые оседают на внутренней поверхности труб печи пиролиза.

В результате накопления кокса уменьшается эффективный диаметр реакционной трубы печи пиролиза, что, соответственно, ведет к увеличению значения времени контакта. Это, в свою очередь, приводит к тому, что снижается выход целевых продуктов пиролиза – этилена и пропилена. Также вследствие отложения кокса возникают участки теплового напряжения на реакторных трубах печи. В этих местах может возникнуть прогар, что потребует остановки производства и замены данной детали аппарата.

С целью повышения эффективности процесса, усовершенствование ведения процесса пиролиза углеводородов ведется по двум основным направлениям. Во-первых, проводится улучшение самого технологического процесса – то есть, применение более совершенных конструкций и устройств. Таким образом, разрабатываются новые конфигурации реакторных труб печей, принимаются меры повышения степени утилизации

тепла, ведется поиск ингибиторов коксоотложения. Помимо перечисленных, также разрабатывается ряд иных улучшений. Во-вторых, оптимизация режимов работы установок пиролиза с помощью математических моделей, реализованных в виде программного обеспечения. В рамках этого направления разрабатываются как детерминированные, так и стохастические модели процесса. В данном случае, больший интерес вызывают детерминированные модели, так как в силу математического аппарата, в основе которого лежат физико-химические и химические закономерности, они дают возможность определять влияние тех или иных параметров на эффективность процесса в явном виде, для того чтобы сформировать стратегию по его оптимизации.

Модель основана на схеме реакций для процесса пиролиза бензиновой фракции, представленной на рисунке 1.

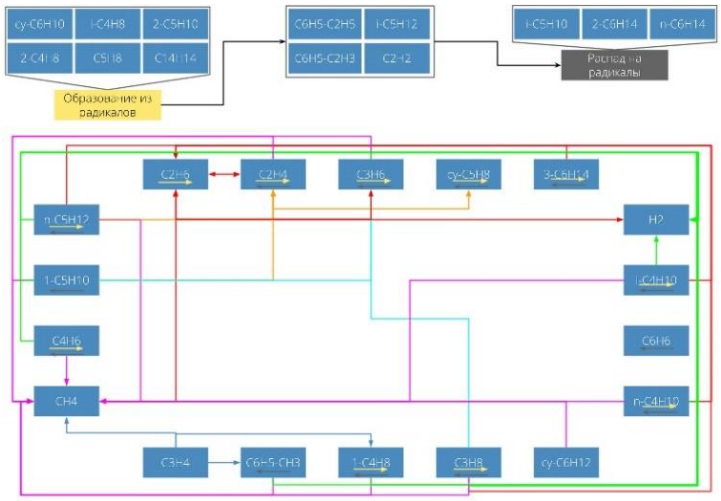


Рис. 1 Схема реакций процесса пиролиза

На основе данной схемы составлена математическая модель кинетики процесса.

Расчет происходит в два этапа. На первом рассчитываются константы скоростей реакций [2]:

$$K_i = K_{0i} \cdot P_0 \cdot \exp\left(\frac{-E_i}{RT}\right), i \in \{1, \dots, 62\},$$

где K_i – константа скорости реакции i, $с^{-1}$, K_{0i} – предэкспоненциальный множитель, $с^{-1}$, P_0 – давление процесса, атм, E_i – энергия активации реакции i, Дж/моль, T – температура процесса, °K.

На втором этапе производится расчет изменений концентраций компонентов, присутствующих в системе по длине трубы печи пиролиза. То есть, для каждого компонента рассчитывается сумма скоростей реакций, в которых участвует рассматриваемый компонент, каждая из которых умножена на стехиометрический коэффициент, с которым этот компонент в ней участвует [1]. При это, длина трубы выражена через время контакта.

$$\frac{dC_i}{d\tau} = \sum a_{i,j} \cdot K_j \cdot \prod C_i^{\alpha_{i,j}},$$

где C_i – концентрация компонента i, моль/л, τ – время контакта, с, $a_{i,j}$ – стехиометрический коэффициент компонента i в реакции j.

В представленной системе дифференциальных уравнений, однако, существует отличающееся выражение, которое предназначено для расчета динамики концентрации кокса [3]:

$$\frac{dC_{кокса}}{d\tau} = K_8 C_{кокса} - \exp(0{,}023 \cdot C_{кокса} - 1) \cdot G^{0,8} \cdot (D - 2 \cdot \delta)^{-1,8},$$

где G – массовый расход сырья, кг/с, D – диаметр трубы, мм, δ – толщина отложений кокса, мм.

Таким образом, с помощью полученной модели был симулирован пиролиз бензиновой фракции, состав которой представлен в таблице 1.

Таблица 1

Состав сырья пиролиза

Группа компонентов по длине углеродной цепи	Сумма концентраций, моль/л
C_4	0,44
C_5	1,67
C_6	7,7

В результате была получена динамика целевых продуктов, представленная на рисунке 2.

Помимо этого, были получены результаты для роста слоя кокса в течение нескольких дней, которые представлены на рисунке 3.

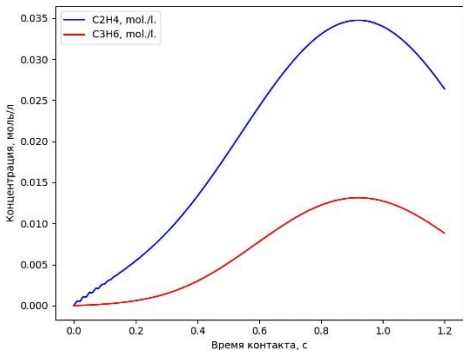


Рис. 2 Динамика концентраций этилена и пропилена

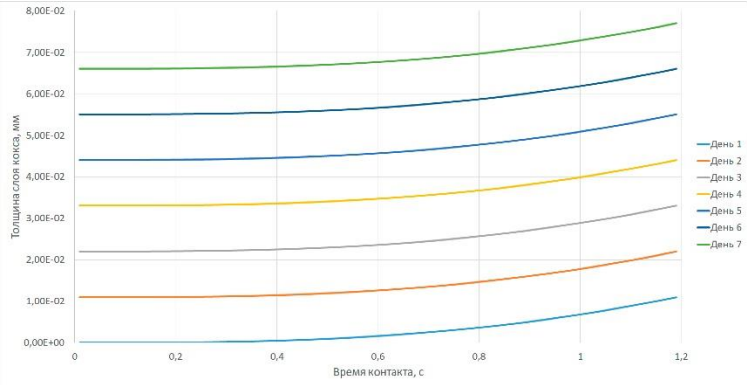


Рис. 3 Накопление слоя кокса в течение нескольких дней

Тем не менее, модель на данном этапе еще не завершена. Так, в дальнейшем необходимо сделать модель полностью нестационарной, поскольку на данном этапе количество кокса, выраженное в том или ином виде, является единственным компонентом, изменяющимся с течением астрономического времени. Помимо этого, необходимо реализовать расчет потерь давления в реакторной трубе печи, поскольку давление напрямую влияет на константы скоростей, а, значит, и динамику концентраций. Наконец, планируется также ввести расчеты термодинамических условий процесса.

Литература

1. 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
2. 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.
3. Fernandez-Baujin J. M., Solomon S. M. New reactor design offers benefits//Oil Gas J. – 1976. – V. 74. – P. 94-95.

ИССЛЕДОВАНИЕ КОНВЕРСИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ЦЕОЛИТНОМ КАТАЛИЗАТОРЕ В АРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ

Быкова В.В., Белинская Н.С.

Научный руководитель - научный сотрудник Н.С. Белинская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ввиду своего вклада в выбросы парниковых газов, нефтепереработка относится к числу секторов, включенных в систему торговли выбросами Европейской комиссии [6]. Сжигание газа является источником летучих органических соединений, CO, CO_2, SO_2, полиароматических углеводородов, NO_X (оксиды азота) и сажи, являющихся веществами, загрязняющими окружающую среду, которые прямо и косвенно влияют на климатические процессы Земли. В связи с этим, новые экологические нормы вынуждают нефтяную отрасль внедрять инновационные технологии.

Процессы нефтедобычи и нефтепереработки оказывают сильное воздействие на окружающую среду из-за значительного количества попутного нефтяного газа, сжигаемого на факелах [1].

Объектом исследования является процесс конверсии попутногоСейтенова

нефтяного газа в жидкие углеводороды. Данный процесс позволяет эффективно утилизировать попутный нефтяной газ и получать ароматические углеводороды – ценное нефтехимическое сырье. Кроме того, в реакциях процесса образуется водородсодержащий газ, который является высокоэнергетическим топливом, находящим всё большее внедрение в структуру мировой энергетики [3]. Цеолитные катализаторы, применяющиеся в данном процессе, характеризуются высокой активностью и селективностью, а также стойкостью к каталитическим ядам [2].

На сегодняшний день актуальными являются исследования с применением математических моделей, разработанных на основе термодинамических и кинетических закономерностей процесса [3,4].

Метод исследования процесса конверсии попутного нефтяного газа в жидкие углеводороды – метод математического моделирования.

Целью данной работы является исследование конверсии попутного нефтяного газа на цеолитном катализаторе в ароматические углеводороды.

Задачи данной работы включают освещение потенциала преобразования попутного нефтяного газа в жидкие углеводороды, которые могут стать альтернативным источником для производства ценного нефтехимического сырья, при одновременном снижении выбросов CO_2, а также математическое моделирование конверсии попутного нефтяного газа в жидкие углеводороды на основании термодинамических расчетов и физико-химических закономерностей процесса.

На первом этапе создания математической модели был проведен термодинамический анализ реакций, протекающих в исследуемом процессе. Расчет термодинамических параметров был проведен при помощи квантово-химических методов расчёта (теории функционала плотности). Результаты расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1

Термодинамические параметры реакций процесса (при 520 °C, 1,2 МПа)

№	Реакции	ΔH, кДж/моль	ΔG, кДж/моль
1	Олигомеризация: 2Парафины C_1-C_2 → Парафины C_3-C_5 + 2H_2	184,45	-28,0
2	Парафины C_3-C_5 → Олефины + Парафины C_1-C_2	69,52	-27,0
3	C_3-C_5 → Ароматические УВ (C_6-C_{12}) + 4H_2 + Парафины C_1-C_2	274,15	-65,0
4	6Олефины → Ароматические УВ (C_6-C_{12}) + (2-3)H_2	-248,0	-101,0
5	Полимеризация: Ароматические УВ → Полиароматические УВ	-94,84	-291,6
6	Образование кокса: Полиароматические УВ → Коронен + H_2	-87,3	-97,5

Далее на основании литературных источников и термодинамических параметров реакций была составлена формализованная схема превращений попутного нефтяного газа на цеолите, представленная на рисунке 1.

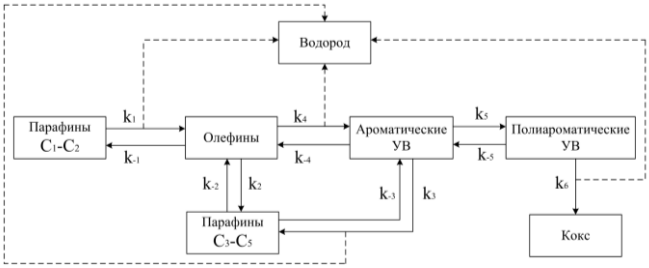


Рис. 1 Формализованная схема превращений попутного нефтяного газа на цеолитном катализаторе

На схеме приняты следующие обозначения: Парафины C_1-C_2 – парафиновые углеводороды с количеством атомов углерода в молекуле 1 и 2; Парафины C_3-C_5 – парафиновые углеводороды с количеством атомов углерода в молекуле 3-5; Ароматические УВ – ароматические углеводороды; Полиароматические УВ – полиароматические углеводороды; k_1 – k_6 – константы скоростей прямых реакций; k_{-1} – k_{-5} – константы скоростей обратных реакций.

Разработанная схема превращений стала основой для кинетической модели исследуемого процесса.

Система уравнений кинетической модели:

$$\begin{cases} \dfrac{dC_{\text{парафины C1–C2}}}{dt} = -2W_1 + 2W_{-1} + W_3 + W_2 \\ \dfrac{dC_{\text{парафины C3–C5}}}{dt} = -W_2 + W_{-2} - W_3 + W_{-3} \\ \dfrac{dC_{\text{олефины}}}{dt} = 4W_1 - 4W_{-1} - 4W_4 + 4W_{-4} + 4W_2 - 4W_{-2} \\ \dfrac{dC_{\text{Ароматические УВ}}}{dt} = -W_5 + W_4 + W_3 - W_{-3} - W_{-4} \\ \dfrac{dC_{\text{водород}}}{dt} = W_1 + W_3 + W_4 \\ \dfrac{dC_{\text{Полиароматические УВ}}}{dt} = -W_6 + W_5 - W_{-5} \\ \dfrac{dC_{\text{кокс}}}{dt} = W_6 \end{cases}$$

Уравнения скоростей реакций приведены в таблице 2.

Таблица 2

Уравнения скоростей реакций

№	Прямая реакция	Обратная реакция
1	$W_1 = k_1 * C^2_{\text{парафины C1–C2}}$	$W_{-1} = k_7 * C^2_{\text{водород}} * C_{\text{парафины C3–C5}}$
2	$W_2 = k_2 * C_{\text{парафины C3–C5}}$	$W_{-2} = k_8 * C_{\text{олефины}} * C_{\text{парафины C1–C2}}$
3	$W_3 = k_3 * C_{\text{парафины C3–C5}}$	$W_{-3} = k_9 * C_{\text{Ароматические УВ}} * C_{\text{водород}} * C_{\text{парафины C1–C2}}$
4	$W_4 = k_4 * C^4_{\text{олефины}}$	$W_{-4} = k_{10} * C_{\text{Ароматические УВ}} * C_{\text{водород}}$
5	$W_5 = k_5 * C_{\text{Ароматические УВ}}$	$W_{-5} = k_{11} * C_{\text{Полиароматические УВ}}$
6	$W_6 = k_6 * C_{\text{Полиароматические УВ}}$	

Данная работа имеет практическое значение для реализации промышленного процесса конверсии попутного нефтяного газа в жидкие углеводороды на цеолитных катализаторах, что, в свою очередь, решает проблемы нецелесообразного и экономически неэффективного использования ценного природного ресурса.

Литература

1. Акрамов, Т. Ф. Рациональное использование попутного нефтяного газа [Текст] / Т.Ф. Акрамов, Н. Р. Яркеева // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2019. – № 1. – С. 68–77.
2. Алтынов А.А., Богданов И.А., Темирболат А.М., Белинская Н.С., Киргина М.В. Исследование влияния состава сырья и технологических параметров на характеристики продуктов цеоформинга стабильного газового конденсата // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2019. – № 11. – С. 9-14.
3. Белинская Н.С. Применение метода математического моделирования для поиска оптимальных технологических параметров процессов алкилирования бензола // Модели, системы, сети в экономике, технике, природе и обществе. – 2013. – № 1 (5). – С. 125-130.
4. Быков Р.А., Быкова В.В. Оценка термодинамической вероятности превращений углеводородов стабильного газовогоконденсата в процессе цеоформинг // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 Апреля 2020. – Томск: Изд-во ТПУ, 2020 – Т. 2. – С. 276-277.
5. Лищинер И.И., Малова О.В., Тарасов А.Л. Конверсия ПНГ в ароматические углеводороды // Катализ в промышленности. – 2018. – Т. 18. – № 5. – С. 45-52.
6. Mo, J. The impact of the EU ETS on the corporate value of European electricity corporations [Text] / J. Mo, L. Zhu, Y. Fan // Energy. – 2012. – Т. 45. – P. 3–11.

ВЛИЯНИЕ ДОБАВКИ АЦЕТАТА КАЛЬЦИЯ НА СОСТАВ ПРОДУКТОВ КРЕКИНГА ВЫСОКОСЕРНИСТОГО ГУДРОНА

Гончаров А.В., Кривцов Е.Б.

Научный руководитель – старший научный сотрудник Е.Б. Кривцов

Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Увеличение мирового спроса на углеводородное топливо, рост цен на нефть вследствие снижения запасов легких нефтей, приводят к необходимости переработки тяжелых нефтей и остатков их атмосферно-вакуумной перегонки. Кроме этого, прогнозируется увеличение доли вакуумных остатков (гудроны) до 50 % от общего объема переработанной сырой нефти [4]. Вовлечение вакуумных остатков в процессы нефтепереработки позволит увеличить глубину переработки нефти, что соответствует стратегии научно-техничного развития Российской Федерации. Переработка вакуумных остатков осложнена высоким содержанием смол и асфальтенов, которые являются наиболее полярными и сложными нефтяными компонентами. Гудроны характеризуют как высокоароматичную фракцию с низким содержанием парафиновых и нафтеновых углеводородов. В составе вакуумных остатков содержатся значительные количества соединений серы, азота, кислорода и некоторые металлы, присутствующие в исходной нефти: ванадий, никель и железо, содержание которых может достигать 10^{-2} % мас. [3]. Известно, что гетероатомные фрагменты сконцентрированы в основном в смолах и асфальтенах, которые способны оказывать негативное влияние на процессы нефтепереработки, способствуя снижению активности катализатора. Таким образом, эффективное удаление высокомолекулярных компонентов является одной из основных проблем для нефтеперерабатывающей промышленности во всем мире.

Основными технологиями переработки тяжелых нефтяных остатков являются процессы термического и каталитического крекинга, которые играют важную роль в конверсии низкокачественных нетрадиционного углеводородного сырья. Проведение каталитических процессов с использованием цеолитных катализаторов экономически неэффективно, т.к. присутствующие в гудронах гетероатомные высокомолекулярные соединения приводят к зауглероживанию поверхности катализатора, а также отравлению каталитической системы сернистыми соединениями. В последнее время активно развиваются процессы термического крекинга в присутствие различных твердофазных добавок (например, карбонаты, ацетаты щелочных и щелочноземельных металлов) [1]. Применение таких добавок позволит снизить содержание высокомолекулярных компонентов и выход получаемых побочных продуктов (газообразные и твердые продукты крекинга), повысить количество светлых дистиллятных фракций.

Цель работы заключалась в установлении влияния добавки ацетата кальция на состав продуктов крекинга гудрона.

Объектом исследования являлся гудрон Новокуйбышевского НПЗ (НГ). В составе гудрона содержатся в значительном количестве сернистые соединения (содержание серы составляет 3,04 % мас.) и высокомолекулярные компоненты (смолы и асфальтены). Основные физико-химические параметры гудрона представлены в таблице 1.

Таблица 1

Характеристика гудрона Новокуйбышевского НПЗ

Объект	Элементный состав, % мас.:		Вещественный состав, % мас.:			Фракционный состав		
	S	H/C	Масла	Смолы	Асф.	$T_{н.к.}$	200-360	>360
НГ	3,04	1,56	60,7	33,6	5,7	343,0	1,4	98,6

Крекинг объекта исследования проводили в автоклавах объемом 12 $см^3$ в течение 30 минут при температуре процесса 500 °С. Масса гудрона, подготовленного для эксперимента, составляла около 7 г. Массовая доля твердофазной добавки (ацетат кальция) составляла от 0,33 до 16,53 % мас. от навески Новокуйбышкевского гудрона.

Вещественный состав гудрона и продуктов его термической обработки устанавливали по стандартной методике (СТО 1246-2011) [2].

Содержание серы в жидких продуктах определяли на «Спектроскан SL», диапазон измерений от 0,002 до 5 % (ГОСТ Р 51947–2002).

Определение фракционного состава исходного объекта исследования и жидких продуктов крекинга в присутствии различного количества добавки ацетата кальция осуществляли методом газо-жидкостной хроматографии на приборе «Кристалл-2000М» с пламенно-ионизационным детектором. Разделение участков хроматограммы на бензиновую (н.к.–200) и дизельную (200–360 °С) фракцию проводили по временам удерживания насыщенных углеводородов от гексана до гексадекана, пристана и фитана.

При термической обработке гудрона протекают процессы деструкции смолисто-асфальтеновых компонентов с образованием газообразных и твердых продуктов уплотнения (кокса) (таблица 2). Применение добавки ацетата кальция (0,33 % мас.) приводит к снижению выхода газообразных продуктов на 45 % отн. (по сравнению с крекингом), увеличивается содержание твердых коксоподобных продуктов, содержание асфальтенов в этих условиях снижается на 43 % мас. (по сравнению с крекингом). Увеличение количества добавки до 0,54 % мас. способствует интенсификации реакций деструкции компонентов смол с образованием масел: доля смол снижается до 14,2 и 13,7 % мас. соответственно. Дальнейшее повышение количества добавки до 16,53 % мас. приводит к замедлению реакций газо- и коксообразования, увеличивается содержание смол и асфальтенов, вероятно, вследствие преобладания скорости их новообразования над скоростью реакций конденсации в твердые продукты. Содержание сернистых соединений ($S_{общ}$) в составе жидких продуктов крекинга снижается на 36 % отн. (по сравнению с крекингом), вероятно, за счет их конденсации в кокс.

Таблица 2

Материальный баланс продуктов крекинга гудрона в присутствии ацетата кальция

Условия	Содержание, % мас.					
	Газ	Жидкость / $S_{общ.}$	Кокс	Масла	Смолы	Асф.
Исх. гудрон	0,0	100,0 / 3,04	0,0	60,7	33,6	5,7
Крекинг	19,7	75,1 / 2,95	5,2	56,6	13,6	4,9
0,33 % мас.	11,2	77,3 / 2,48	11,5	58,9	15,6	2,8
0,42 % мас.	10,8	79,4 / 2,41	9,8	62,2	14,2	3,0
0,54 % мас.	10,4	80,1 / 2,38	9,5	62,9	13,7	3,5
1,65 % мас.	9,5	81,7 / 2,13	8,9	63,3	14,8	3,6
16,53% мас.	8,3	83,2 / 1,89	8,5	64,2	15,3	3,7

При исследовании фракционного состава (рисунок 1) жидких продуктов крекинга было установлено, что термический крекинг гудрона приводит к образованию 51 % мас. дистиллятных фракций. Применение добавки ацетата кальция (0,33 % мас.) приводит к увеличению содержания дизельной фракции, что вероятно связано с деструкцией компонентов смол. Повышение количества добавки (0,42 % мас.) позволяет увеличить содержание фракции Н.К.–360 до 56,3 % мас. Дальнейшее увеличение количества добавки (0,54 – 16,53 % мас.) приводит к снижению содержанию фракции Н.К.– 360. Однако увеличение выхода масел в составе жидких продуктов крекинга свидетельствует о повышении количества фракции с температурой кипения > 360 °С.

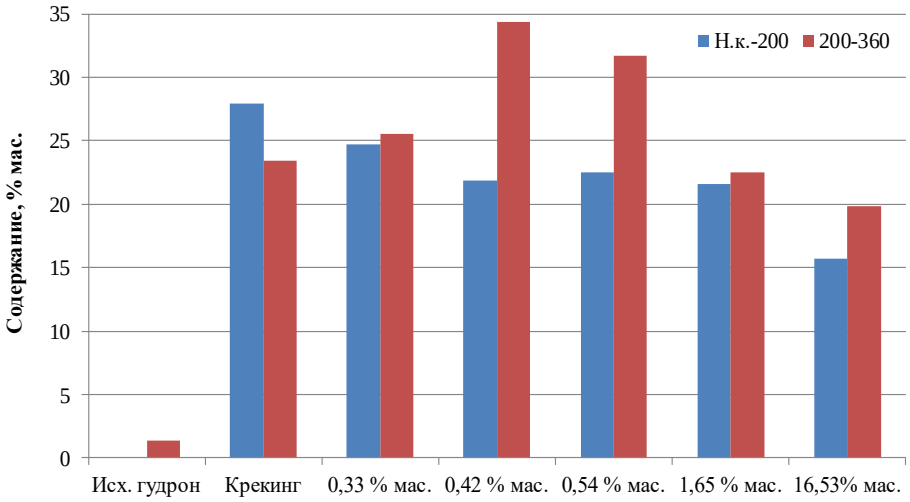


Рис 1. Фракционный состав жидких продуктов крекинга гудрона в присутствии ацетата кальция

Литература

1. Гончаров А. В. Влияние добавки карбоната кальция на состав продуктов акватермолиза гудрона [Текст] / А. В. Гончаров, Е. Б. Кривцов // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2020. – № 4. – С. 12–16.
2. СТО 1246-2011. Массовая доля смолисто-асфальтовых веществ. Методика измерений в нефтях, нефтяных фракциях, природном битуме, угле, органическом веществе пород, продуктах термолиза керогена и угля гравиметрическим методом. – Томск, Институт химии нефти СО РАН, 2011. –18 с.
3. Cheng Z. M. Effects of Supercritical Water in Vacuum Residue Upgrading [Text] / Z. M. Cheng, Y. Ding, L. Q. Zhao, P. Q. Yuan, W. K. Yuan // Energy & Fuels. – 2009. – V. 23. – P. 3178–3183.
4. Kim S. H. Effects of dispersed MoS_2 catalysts and reaction conditions on slurry phase hydrocracking of vacuum residue [Text] / S. H. Kim, K. D. Kim, Y. K. Lee // Journal of Catalysis. – 2017. – V. 347. – P. 127–137.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТЯЖЁЛЫХ НЕФТЯНЫХ ФРАКЦИЙ

Гриценко Е.Ф., Безруких П.Д., Орешина А.А.
Научный руководитель - профессор Е.Н. Ивашкина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наращивание объёмов добываемой нефти и становление нефтеперерабатывающей индустрии способствуют проявлению особого интереса к более оптимальным подходам к переработке нефтей в разных регионах страны. Наиболее важным показателем качества нефтей, определяющим выбор метода переработки, ассортимента и эксплуатационных свойств получаемых нефтепродуктов, считается их углеводородный состав. Результатом нефтепереработки является получаемое нефтехимическое сырьё, в которое входят арены, сырьё для пиролиза и парафины. [1]

Одним из ключевых критерий, необходимых для повышения производительности процессов подготовки и переработки нефтяного сырья, является определение его физико-химических свойств, таких как групповой и фракционный состав нефтяных фракций, молекулярная масса, плотность и вязкость нефти и нефтепродуктов.

Большую роль для моделирования процесса добычи, переработки и транспортировки сырья имеет величина вязкости. Для последующего составления схем депарафинизации нефтяного сырья и выбора методов переработки осуществляется расчёт доли парафинистых соединений [2,3]. Парафины относятся к виду нефтяного сырья, получаемого методом карбамидной реакциии и адсорбционной депарафинизацией нефтяных дистиллятов или масел (для твёрдых парафинов). Парафины широко используются в фармацевтической промышленности, например, для получения ПАВ, служащих в различной химической промышленности. [1].

Процесс, направленный на удаление нормальных парафиновых углеводородов, применяется в переработке нефтяного сырья для того, чтобы снизить их содержание в нефтяных фракциях. Благодаря этому происходит понижение температуры застывания и вязкости среднедистиллятных фракций нефти.

В предоставленной работе рассматривается фракция смеси парафинов, выделенных из гидроочищенного вакуумного газойля, методом жидкостно-адсорбционной хроматографии. Целью исследования является осуществление разделения смеси парафиновых углеводородов на н-алканы и изо-алканы. В процессе использовали методику жидкостно-адсорбционной хроматографии, с помощью которого исследованное сырье было разделено на три фракции: парафиновые углеводороды, ароматические углеводороды и смолистые компоненты. Далее смесь парафиновых углеводородов подвергается дальнейшему разделению с помощью карбамидной реакции.

***Таблица** 1*

Результаты экспериментальных исследований продуктов процесса каталитического крекинга

Характеристика	Значения, г	% содержание в пробе
$m_{н\text{-}алкан}$	0,1068	64,07
$m_{изо\text{-}алкан}$	0,0146	8,76
КП4-$m_{парафин}$	0,1667	

В результате были определены массы нормального парафина и изопарафина, содержащиеся в пробах вакуумного газойля из смеси казахстанской и западно-сибирской нефтей.

Полученные результаты, определяющие пропорции компонентов в изучаемой нами единице, могут быть использованы в нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности, как условия формирования надмолекулярных структур и сольватных оболочек.

Кроме того, полученные данные о групповом составе вакуумного газойля будут использованы при разработке и апробации математической модели процесса глубокой переработки нефтяного сырья – технологии каталитического крекинга.

Литература

1. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие для вузов / С. А. Ахметов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Санкт-Петербург: Недра, 2013. – 541 с.
2. Ахметов, Сафа Ахметович. Физико-химическая технология глубокой переработки нефти и газа: Учеб. пособие / С. А. Ахметов; М-во общ. и проф. образования РФ. Уфим. гос. нефт. техн. ун-т. - Уфа, 2010. – 304 с.
3. Поконова Ю. В. Нефть и нефтепродукты / Ю. В. Поконова. - Санкт-Петербург: Профессионал, Мир и Семья, 2003. – 904 с.

ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ДОБАВЛЕНИЯ МАЛЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ ТЯЖЕЛОГО ГАЗОЙЛЯ ДЛЯ УСИЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ ДЕПРЕССОРА

Ефанова А.О., Киргина М.В.
Научный руководитель - доцент М.В. Киргина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из часто используемых способов улучшения низкотемпературных свойств дизельного топлива является использование депрессорных присадок (депрессоров). При постепенном охлаждении дизельного топлива депрессор начинает взаимодействовать с кристаллами н-парафинов, что приводит к торможению их роста при дальнейшем охлаждении.

Основной задачей данного исследования является оценка эффективности добавления тяжелого газойля в различной концентрации для усиления действия депрессора.

В качестве образцов для проведения анализа были выбраны 5 смесей, в состав которых входит прямогонное дизельное топливо, тяжелый газойль и депрессорная присадка. Депрессорная присадка добавлялась в объеме 0,13 мл на 100 мл топлива, согласно рекомендациям производителя. Концентрация тяжелого газойля в смесях составляла 1, 3, 5 и 10 % об.

В качестве исследуемых показателей были выбраны низкотемпературные свойства, а именно: температура помутнения, температура застывания, предельная температура фильтруемости. Температура помутнения и температура застывания были определены по методикам, которые представлены в [1] и [3]. Предельная температура фильтруемости определялась согласно методике, изложенной в [2]. Полученные результаты представлены на рисунках 1-3.

Рис. 1 Результаты определения температуры помутнения анализируемых смесей

Рис. 2 Результаты определения предельной температуры фильтруемости анализируемых смесей

Рис. 3 Результаты определения температуры застывания анализируемых смесей

Согласно рисунку 1, температура помутнения топлива при увеличении концентрации тяжелого газойля в смеси повысилась с -8 °С до -3 °С, что говорит об ухудшении низкотемпературных свойств образцов. Максимальное повышение температуры помутнения относительно смеси образца дизельного топлива и депрессора без добавления тяжелого газойля составило 5 °С. Полученные результаты объясняются положительной температурой помутнения тяжелого газойля, добавление которого значительно ухудшает температуру помутнения смеси.

Согласно рисунку 2, при определении значений предельной температуры фильтруемости также наблюдается ухудшение анализируемых низкотемпературных свойств. Значение предельной температуры фильтруемости при увеличении концентрации тяжелого газойля в смеси с 0 % об. до 10 % об. увеличилось с -21 °С до -2°С. Максимальное повышение предельной температуры фильтруемости относительно смеси образца дизельного топлива и депрессора без добавления тяжелого газойля составило 19 °С. Полученные результаты, аналогично, объясняются положительной предельной температурой фильтруемости тяжелого газойля.

Отраженные на рисунке 3 результаты определения температуры застывания говорят о том, что добавление 1, 3 и 5 % об. тяжелого газойля усиливает действие используемого депрессора, наиболее эффективным вариантом является добавление 3 % об. тяжелого газойля (депрессия температуры застывания на 5 °С). Выявленный эффект обусловлен механизмом действия депрессора, который может начать действовать только после появление первых

кристаллов н-парафинов, появление которых обеспечивает присутствие в смеси тяжелого газойля. Дальнейшее увеличение концентрации тяжелого газойля является нецелесообразным, поскольку температура застывания начинает увеличиваться из-за высокого содержания в смеси тяжелого газойля, характеризующегося неудовлетворительными низкотемпературными свойствами.

Таким образом, установлено, что добавление малых концентраций тяжелого газойля для усиления эффективности действия депрессора в отношении температуры застывания является целесообразным.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Томской области в рамках научного проекта № 19-48-703025.

Литература

1. ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200005428.
2. ГОСТ 305-2013 «Топливо дизельное. Технические условия» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200107826.
3. ГОСТ 5066-91 «Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200007918.

РЕСУРСОЭФФЕКТИВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА НИЗКОЗАСТЫВАЮЩИХ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ

Кабылкайыр Д.Н., Дюсова Р.М., Чабаненко В.В., Сейтенова Г.Ж.
Научный руководитель - профессор Э.Д. Иванчина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
НАО «Торайгыров университет», г. Павлодар, Республика Казахстан

Новая технология производства низкозастывающих дизельных топлив с учетом химического взаимодействия между углеводородами, как на стадии каталитической переработки углеводородов в процессах каталитического крекинга, гидроочистки, гидродепарафинизации и гидрокрекинга, так и на стадии смешения обеспечивает высокую экономическую эффективность, что входит в рамки решения задач в рамках направления Н2 Стратегии НТР РФ.

Созданы прогностические математические модели, адекватные реальным процессам, с использованием которых возможно определение необходимых условий для максимального использования потенциала катализаторов, а также ресурса сырья при оптимизации рецептур смешения углеводородных топлив. Важно рационально использовать нефтяное сырье и возможности каталитических систем при переработке нефти на основе установленных физико-химических и макрокинетических закономерностей превращения углеводородов [1]. Дезактивация катализатора является основной проблемой энергосбережения в промышленной химии.

Необходимость проведения систематического исследования процесса дезактивации продиктована необратимой дезактивацией катализатора. Так же невозможно исключить протекание побочных реакции. Применяя метод математического моделирования при данных исследованиях возможно существо уменьшить как энерго-, так и экономические затраты [2]. Общеизвестно, что благородные металлы (родий, платина, палладий), содержащиеся в составе катализаторов, весьма дорогие компоненты. Однако их полная замена неизбежна при дезактивации катализатора.

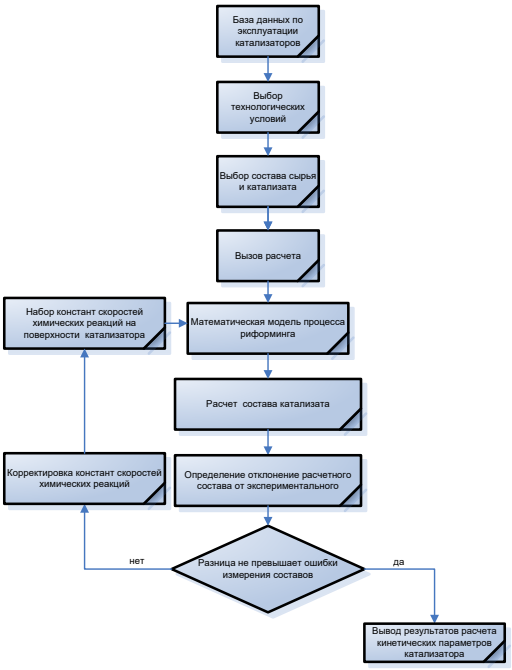


Рис. 1 Схема тестирования Pt-катализаторов с использованием математической модели процесса

При учете всех факторов реально решить проблему эффективности и энергосбережения в производстве моторных топлив. Используя метод математического моделирования возможно определить влияние данных факторов на скорость дезактивации катализаторов. Предложено использовать данные, полученные на промышленных установках с учётом специфики технологии данного процесса, конструкции реактора, разнообразия используемого сырья для нивелирования сложности создания и использования математических моделей, разработанных на основе данных, полученных в лабораторных условиях, для усовершенствования

процессов, протекающих в промышленных реакторах. Использованы разнообразные подходы для выяснения механизма протекания реакций, включая квантово-химические методы.

Литература

1. Kravtsov A.V., Ivanchina E. D. Computer forecasting and optimization of gasoline production. Physico-chemical and technological bases. - Tomsk: STT, 2000. - 192 p.
2. Kravtsov A.V., Ivanchina E. D. Intellectual systems in chemical technology and engineering education. - Novosibirsk: Nauka, 1997. – 200 p.

СРАВНЕНИЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ РАЗЛИЧНЫХ ОБРАЗЦОВ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА

Керн Р.Е., Богданов И.А.
Научный руководитель - доцент М.В. Киргина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Температура окружающей среды оказывает сильное влияние на возможность и условия транспортировки и применения дизельного топлива. При эксплуатации дизельного топлива в холодный период времени сталкиваются с одной из основных проблем – ухудшение низкотемпературных свойств, результатом чего является невозможность дальнейшего применения дизельного топлива.

Данное явление объясняется тем, что эксплуатационные характеристики дизельного топлива значительно изменяются при низких температурах. Нормальные парафины, входящие в состав дизельного топлива, начинают кристаллизоваться при низких температурах, что приводит к помутнению, увеличению вязкости и ухудшению прокачиваемости дизельного топлива. В условиях дальнейшего понижения температуры, нормальные парафины образуют кристаллическую структуру, что приводит к ухудшению или невозможности нормальной работы двигателя.

Для описания низкотемпературных свойств дизельного топлива используют показатели качества, к которым относятся температура помутнения, температура застывания и предельная температура фильтруемости. Предельная температура фильтруемости является наиболее важным низкотемпературным свойством дизельных топлив ввиду того, что она определяется в условиях, максимально приближенных к условиям эксплуатации.

Целью данной работы является экспериментальное определение и сравнение низкотемпературных свойств восьми образцов дизельного топлива, которые были получены при атмосферной перегонке нефти на месторождениях, с существующими требованиями, предъявляемыми к товарным маркам дизельного топлива. Согласно [3], дизельное топливо подразделяют на несколько марок, к которым относятся летнее (Л), межсезонное (Е), зимнее (З), арктическое (А). За основу классификации взяты разные предельные температуры окружающего воздуха, при которых возможна эксплуатация дизельных топлив. Для марки Л рекомендуемая температура окружающего воздуха составляет -5 °С и выше, для марки Е – -15 °С и выше; при температуре окружающей среды -35 °С и выше рекомендуется для эксплуатации топливо марки З; марку А дизельного топливо рекомендуется применять при температуре -45 °С и выше [3].

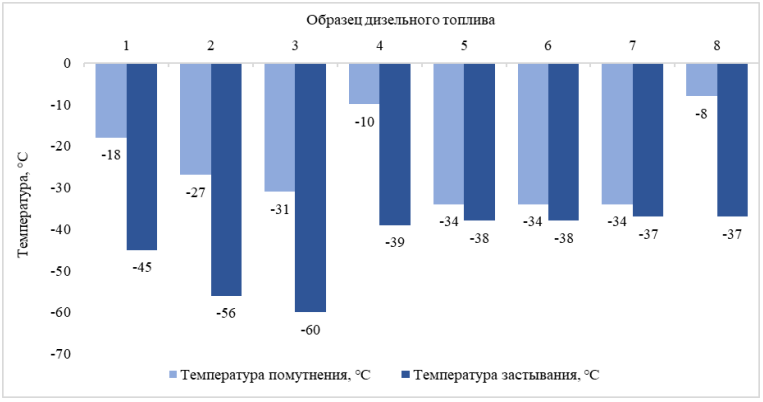


Рис. 1 Результаты определения температуры помутнения и температуры застывания образцов дизельного топлива

Низкотемпературные свойства исследуемых образцов дизельного топлива были определены в соответствии с требованиями отраслевых стандартов [1, 2, 4]. Результаты определения температуры помутнения и температуры застывания представлены на рисунке 1. Результаты определения предельной температуры фильтруемости представлены в таблице 1.

Из результатов определения низкотемпературных свойств, представленных на Рисунке, следует, что наибольшей температурой помутнения характеризуется образец топлива № 8, а наименьшей – образцы №№ 5-7. Образцы дизельного топлива №№ 7-8 характеризуются наибольшей температурой застывания, а образец № 3 – наименьшей.

Согласно результатам, представленным в таблице 1, наибольшим значением предельной температуры фильтруемости характеризуется образец топлива № 8, а наименьшим – образец № 3.

Таблица 1

Результаты определения предельной температуры фильтруемости образцов дизельного топлива

№ образца	Предельная температура фильтруемости, °С
1	-33
2	-42
3	-43
4	-20
5	-33
6	-33
7	-34
8	-8

В таблице 2 представлены требования, предъявляемые [3] к наиболее важному и строго регламентируемому низкотемпературному свойству дизельного топлива – предельной температуре фильтруемости.

Таблица 2

Требования к предельной температуре фильтруемости дизельного топлива различных марок согласно [3]

Наименование показателя	Значение для марки			
Предельная температура фильтруемости, °С, не выше	Л	Е	З	А
	-5	-15	-35	-45

Таким образом, анализируя данные представленные в таблицах 1 и 2, можно сделать вывод о том, что по своим низкотемпературным свойствам, согласно [3], образец № 8 соответствует марке Е (межсезонное), образцы № 1 и №№ 4-7 соответствуют марке З (зимнее), а образцы дизельного топлива № 2 и 3 удовлетворяют требованиям для марки А (арктическое).

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-38-90156.

Литература

1. ГОСТ 20287-91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания. – Москва: Стандартинформ, 2006. – 14 с.
2. ГОСТ 22254-92. Топливо дизельное. Метод определения предельной температуры фильтруемости на холодном фильтре. – Москва: Издательство стандартов, 1993. – 22 с.
3. ГОСТ 305-2013. Топливо дизельное. Технические условия. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 23 с.
4. ГОСТ 5066-91. Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации. – Москва: Издательство стандартов, 1993. – 20 с.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СЫРЬЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА МЕТОДОМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Красовская О.К.

Научный руководитель - доцент Е.С. Чернякова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс каталитического риформинга является одним из способов повышения октанового числа бензиновой фракций, который позволяет получать высококачественное топливо, в виде высокооктанового бензина и ароматические углеводороды, являющиеся сырьем в нефтехимической промышленности. Кроме производства компонентов высокооктанового топлива в процессе каталитического риформинга также образуется водородсодержащий газ, необходимый для всех процессов гидропереработки. На процесс каталитического риформинга оказывают влияние множество факторов, к котором относятся давление, температура, кратность циркуляции, а также объемный расход. Помимо вышеперечисленных параметров на выход и качество продукта оказывает значительное влияние, используемое в данной технологии сырье. В зависимости от исходного сырья, поступающего на установку каталитического риформинга, можно проанализировать качественный и количественный выход целевого продукта.

Основным сырьем для процесса каталитического риформинга являются прямогонные бензиновые фракции, содержащие в составе парафиновые, нафтеновые и ароматические углеводороды. Однако, нефтяное сырье с разных месторождений отличается по физическим и химическим свойствам [6], следовательно, состав бензиновой фракции, поступающей на риформинг, также будет отличаться по компонентам.

Повышение октанового числа целевого продукта в процессе каталитического риформинга обуславливается реакциями, протекающими на бифункциональных катализаторах, которые включают металлические (кристаллы платины) и кислотные (оксид алюминия) центры. На первых протекают реакции дегидрирования углеводородов циклического строения и дегидроциклизация высокомолекулярных алканов. Кислотные центры активируют реакции

изомеризаций и гидрокрекинга парафиновых углеводородов [4]. Помимо того, что катализаторы риформинга являются бифункциональными, они также могут быть биметаллическими, то есть содержать в составе сбалансированное содержание нескольких металлов, таких как рений, иридий или олово. Такие катализаторы отличаются повышенной активностью, селективностью и стабильностью, а также меньшей коксуемостью. Для усиления кислотной активности катализаторов, а, следовательно, для более эффективного процесса изомеризации сырья производители прибегают к промотированию катализаторов галоидами, такими как фтор или хлор. Так как состав сырья, поступаемого на установку каталитического риформинга, варьируется от парафинистого, то есть с высоким содержанием алканов в составе, до нафтенистого, с высоким содержанием углеводородов циклического строения, следовательно, эффективность различных катализаторов при применении разного вида сырья будет различной.

В данной работе рассматривается исследование влияния компонентного состава нефтяного сырья с разных месторождений на эффективность процесса каталитического риформинга с применением математической модели Activ, которая учитывает кинетические и физико-химические закономерности превращения углеводородов. Исследование влияния составов сырья на установке ЛЧ-35-11/1000 проводилось на катализаторе RG-682, который выполнен в форме экструдата с содержанием платины 0,3 % масс., рения 0,4 % масс., а также добавление в качестве электронного промотора – кристаллов рения. Производители утверждают, что на данном катализаторе существенно уменьшена доля реакций гидрокрекинга и, как следствие, их скорости. Помимо снижения крекирующей способности для данного типа катализаторов характерно повышение интенсивности скорости дегидроциклизации, что способствует улучшению качества целевого продукта [3].

В качестве исходных данных для расчета были представлены составы нефтяного сырья с трех месторождений (шифр kr, ma, upn). На их основе сформирован файл с данными для программы Activ, основным критерием которого является вклад каждого компонента в детонационную стойкость смеси. В режиме «Исследование влияния состава сырья» выполнены расчеты для промышленной установки ЛЧ-35-11/1000 (11 цикл работы). Исследуемые образцы сырья kr отличаются высоким содержанием изо-парафинов С9, сырье ma – повышенным значением ароматических углеводородов, сырье upn – высоким содержанием нафтеновых углеводородов до циклононана. В связи с этим наблюдается тенденция изменения накопления кокса на поверхности катализатора, а также качество и выход риформата (рис. 1).

В результате исследования можно сделать вывод, что в сравнении с исходным сырьем с установки ЛЧ-35-11/1000, характеризующимся полным отсутствием нафтеновых углеводородов до циклооктана, содержание ароматических соединении в составе риформата при переработке исходных образцов месторождении upn составляет 83,3 %, что превышает выходное значение содержания аренов исходного образца – 63,8 %. Повышенное содержание ароматических соединений в составе риформата объясняется высоким содержанием нафтеновых углеводородов, которые вступают в реакции дегидрирования, скорости которых превышают скорость реакций дегидроциклизаций парафинов, с образованием аренов.

Рис. 1 Влияния состава сырья на содержание ароматических углеводородов в риформате

Таким образом, в результате проведенных исследований влияния состава сырья на установке ЛЧ-35-11/1000 каталитического риформинга можно предложить следующие рекомендации при использовании сырья месторождения (upn):

1. Внедрение в использование катализаторов с повышенной кислотностью, которые обеспечат снижение выхода аренов в риформате при постоянстве октанового числа за счет увеличения выхода продуктов реакций изомеризации и крекинга, протекающих на кислотных центрах [1];
2. Применение цеолитсодержащего катализатора, который позволит снизить температуру процесса каталитического риформинга, в результате чего уменьшиться скорость реакций конденсации большого количества ароматических соединений, и как следствие, накопление кокса на поверхности катализатора [2]. Необходимо добавить, что помимо достоинств использования данного вида катализатора, к его недостаткам можно отнести достаточно высокую дезактивацию, что для малотоннажных производств может быть экономически неэффективно. Однако восстановление его активности может быть достигнуто путем окислительной регенерации [7];
3. Использования данного вида сырья в технологии ароматического риформинга, который предназначен для получения ароматических углеводородов, использующихся в качестве растворителей в химической промышленности (бензол, толуол, ксилол). Рассматриваемое сырье месторождения (upn) является идеальным источником ароматических соединении, так как содержит в риформате свыше 80 % аренов;

4. Вариант переработки данного сырья в технологии топливного каталитического риформинга, с учетом его предварительной деароматизации. Технология извлечение большого количества ароматических углеводородов из сырья риформинга может быть реализована путем экстракции аренов из смесей различного состава с использованием триэтиленгликоля [5].

Сырье с других месторождение (kr, ma) также различны по составам и, следовательно, для их использования на рассматриваемой установке ЛЧ-35-11/1000 следует предусмотреть различные варианты модернизаций технологий процесса каталитического риформинга, переработки сырья, а также применения других типов катализаторов, которые будут повышать качество и количество целевого продукта – риформата.

Литература

1. Белый А.С., Смоликов М. Д. и др. Катализаторы риформинга серии ПР. Разработка и освоение технологии производства// Neftegaz. ru. – 2020. – №3. – С. 38 – 42;
2. Ганцев А.В., Аюпов Э.Р. Применение цеолитсодержащего катализатора в процессе каталитического риформинга // Universum: химия и биология. – 2019. – №12 (66). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/primenenie-tseolitsoderzhaschego-katalizatora-v-protsesse-kataliticheskogo-riforminga (дата обращения: 12.03.2021);
3. Крачилов Д.К. и др. Анализ показателей российских и зарубежных катализаторов риформинга на отечественных нефтеперерабатывающих заводах// Нефтепереработка и нефтехимия. – 2012. – № 3. – С. 4 – 6;
4. Ластовкин Г.А.// Промышленные установки каталитического риформинга. Л.: Химия, 1984. 231 с.
5. Патент РФ № 2501842C1, 20.12.2013. Способ деароматизации бензиновой фракций – сырья пиролиза // Патент России № 2012130647. 2012./Каратун. О.Н., Капизова Н.Б., Морозов А.Ю.;
6. Сибирская нефть: просто о сложном; электрон. журнал. 2015. N1. URL: https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2015-july-august-projects/1108606/ (дата обращения: 12.03.2021);
7. Хомяков И.С Превращение бензиновой фракции в высокооктановые компоненты бензина на модифицированных цеолитных катализаторах: автореф. дис. Томск. канд.хим.наук. Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет, Томск, 2014.

ФОРМАЛИЗАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА ПРОДУКТОВ ПРОЦЕССА ЦЕОФОРМИНГ

Лукьянов Д.М., Киргина М.В.
Научный руководитель - доцент М.В. Киргина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Стабильный газовый конденсат – жидкая смесь углеводородов, находящаяся в газообразном состоянии в пластовых условиях, из которой выделены легкие углеводороды C_1-C_4 [1]. Стабильный газовый конденсат является перспективным углеводородным сырьем, в связи с чем, поиск рациональных методов и технологий использования данного сырья является одной из приоритетных задач.

Одним из возможных направлений переработки газового конденсата является получение компонентов моторных топлив с помощью цеоформинга – процесса переработки относительно легких углеводородов с использованием цеолитного катализатора с целью повышения октанового числа.

В данной работе цеоформинг образца стабильного газового конденсата проводился на лабораторной установке в интервале температур 325-425 °С с шагом в 25 °С при давлении 0,25 МПа. Определение состава продуктов проводилось с использованием газо-жидкостной хроматографии в соответствии с [1]. Полученные хроматограммы содержат от 217 до 266 веществ. Причем массовые доли значительной части компонентов близки к нулевому значению. В связи с этим формализация полученных данных является необходимым этапом для создания кинетической модели процесса.

Цель работы – провести формализацию составов продуктов цеоформинга стабильного газового конденсата, а также разработать компьютерную программу для автоматизации процесса обработки хроматограмм.

Список из уникальных наименований веществ, полученный объединением пяти хроматограмм содержал 371 строку. Процесс формализации проводился последовательной группировкой индивидуальных веществ и сложением их массовых долей в соответствующие «псевдокомпоненты». Отнесение индивидуальных веществ в псевдокомпонент определялось следующими критериями:

Принадлежность вещества одному классу: парафин, изопарафин, нафтен, ароматический углеводород, олефин. Незначительные по массовой доле алкины и кислородсодержащие соединения были отнесены к олефинам (их присутствие, возможно, является ошибкой хроматографа).

Изомерия по углеродному скелету.

Приоритет имели вещества с наибольшим числом атомов углерода.

Приоритет имели вещества с наименьшей массовой долей по результатам хроматографии (не касается олефинов – промежуточных веществ, активно образующихся и расходующихся в ходе процесса).

В ходе формализации был получен список из 50-ти компонентов. Он включает 29 индивидуальных веществ: пропан, н-бутан, н-пентан, н-гексан, н-гептан, н-октан, изобутан, изопентан, 2,2-диметилпропан, 2-метилпентан, 3-метилпентан, 2,2-диметилбутан, 2,3-диметилбутан, 3-этилпентан, 2,2,3-триметилбутан, циклопентан, метилциклопентан, этилциклопентан, циклогексан, метилциклогексан, бензол, толуол, о-ксилол, м-ксилол, п-ксилол, этилбензол, пропен, бутен-1, изобутен. Кроме индивидуальных веществ список включает 21 псевдокомпонент:

1. углеводородные газы C_1-C_2;
2. P_{9+} (н-парафины с числом атомов углерода 9 и более);

3. метилгексаны;
4. диметилпентаны;
5. I_7 (изопарафины с числом атомов углерода 7);
6. I_8 (изопарафины с числом атомов углерода 8);
7. I_{9+} (изопарафины с числом атомов углерода 9 и более);
8. диметилциклопентаны;
9. N_8 (нафтены с числом атомов углерода 8);
10. N_{9+} (нафтены с числом атомов углерода 9 и более);
11. A_{9+} (ароматические углеводороды с числом атомов углерода 9 и более);
12. бутены-2;
13. бутадиены;
14. O_4 (олефины с числом атомов углерода 4);
15. пентены;
16. O_5 (олефины с числом атомов углерода 5);
17. гексены;
18. O_6 (олефины с числом атомов углерода 6);
19. гептены;
20. O_7 (олефины с числом атомов углерода 7);
21. O_{8+} (олефины с числом атомов углерода 8 и более).

Для упрощения процедуры получения формализованного состава из хроматограмм процесса цеоформинга была создана компьютерная программа с графическим интерфейсом. Группировка индивидуальных веществ программой осуществляется с помощью подготовленной базы данных, имеющей 3 поля: «Ключ» (индивидуальное вещество), «числено-буквенное обозначение», «компонент». Предусмотрена возможность добавления новых веществ, которые могут быть в хроматограммах других продуктов процесса.

С использованием разработанной программы были обработаны хроматограммы продуктов цеоформинга исследуемого образца стабильного газового конденсата, полученных в интервале температур 325-425 °С. На основании результатов формализации можно выделить следующие зависимости состава продуктов цеоформинга исследуемого образца от температуры:

1) Выход изопентана имеет максимум при температуре 350 °С. Выход более тяжелых изопарафинов (метилпентаны и метилгексаны) уменьшается с ростом температуры. Таким образом, изопарафины C_5-C_7 являются основными продуктами процесса цеоформинг при температурах 325-350 °С.
2) С ростом температуры выходы толуола, о-ксилола и п-ксилола значительно возрастают. Ароматические соединения являются основными продуктами процесса при температурах 400-425 °С.
3) С увеличением температуры суммарный выход изо- и н-бутанов изменяется в интервале 7-13 % мас. и имеет максимум при температуре 375 °С.
4) При всех температурах процесса наблюдается значительный выход относительно тяжелых нормальных парафинов C_{9+}, в особенности при температуре процесса 400 °С.
5) Содержание нафтенов в продуктах процесса колеблется в интервале 7-15 % мас. и имеет минимум при температуре 400 °С.

Формализованный состав продуктов цеоформинга стабильного газового конденсата, полученных в интервале температур 325-425 °С, по классам углеводородов представлен на рисунке.

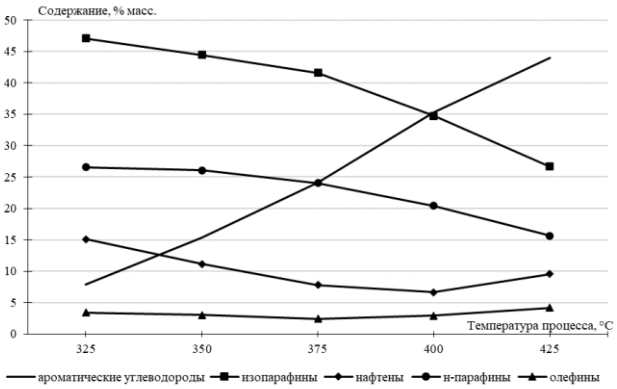


Рис. 1 Распределение массовых долей продуктов по классам углеводородов

Помимо отмеченных зависимостей относительно выходов изопарафинов и ароматических соединений, стоит отметить значительное содержание нормальных парафинов в продуктах цеоформинга исследуемого образца. В основном они представлены соединениями C_{5+}, которые негативно влияют на октановое число продуктов.

Работа выполнена при поддержке Гранта Президента Российской Федерации № МК-351.2020.3

Литература

1. ГОСТ Р 54389-2011 Конденсат газовый стабильный. технические условия. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200086745.
2. ГОСТ 32507-2013 Бензины автомобильные и жидкие углеводородные смеси. определение индивидуального и группового углеводородного состава методом капиллярной газовой хроматографии. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200108178.

ОЦЕНКА ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЙ ВЕРОЯТНОСТИ ПРОТЕКАНИЯ РЕАКЦИЙ ДИЕНОВОГО СИНТЕЗА ПРИ ПЕРЕРАБОТКЕ НА ЦЕОЛИТЕ

Марданов К.Э., Алтынов А.А.

Научный руководитель - инженер А.А. Алтынов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наиболее важными тенденциями последних лет, наблюдаемыми в отрасли нефтедобычи и нефтепереработки, являются увеличение объемов потребления светлых нефтепродуктов и ужесточение требований по утилизации продуктов, получаемых в процессе добычи нефти [1]. Одновременно с этим все большую популярность приобретают цеолитные катализаторы.

Актуальность исследований процессов с применением цеолитсодержащих катализаторов на нефтеперерабатывающих заводах растет с каждым годом в результате проводимой экологической политики по снижению выбросов серы. Отличительной особенностью цеолитных катализаторов является то, что они созданы на основе экологически чистой высококремнезёмистой цеолитной системы, не содержат благородных металлов, поэтому они более дешевые, но при этом высокоэффективные и не чувствительны к повышенному содержанию серы в сырье [2]. Коммерческий эффект от внедрения цеолитов на нефтеперерабатывающих заводах – огромен, так как использование данных катализаторов позволяет увеличить выход бензина на 30 % и, следовательно, более эффективно использовать нефтяное сырье. Применение цеолитных катализаторов позволяет получать высокооктановый компонент автомобильных бензинов из легкого углеводородного сырья. В качестве такого сырья возможно использовать стабильный газовый конденсат. Перспективным процессом получения высокооктановых компонентов автомобильного бензина путем переработки стабильного газового конденсата на цеолитном катализаторе является цеоформинг.

Данные о составе и строении непредельных углеводородов бензинов представляют особый интерес, так как именно эти углеводороды определяют некоторые важнейшие эксплуатационные свойства бензинов [3]. Так, например, наличие в составе бензинов и других нефтепродуктов реакционноспособных диолефинов и циклоолефинов является причиной их химической нестабильности при длительном хранении и транспортировании.

Целью данной работы является исследование возможности протекания реакций диенового синтеза с образованием циклоолефинов в условиях процесса цеоформинг с помощью квантово-химических методов расчета.

Ранее было установлено какие диолефины с термодинамической точки зрения могут образовываться в условиях ведения процесса цеоформинг. Из 23 реакций, протекающих с образованием всевозможных диолефинов, термодинамически возможно протекание реакций образования пентадиена-1,3; гексадиена-1,3; гексадиена-2,4 и гептадиена-3,5.

Таким образом, было установлено, что образование сопряженных диолефинов (двойные связи расположены через один атом углерода) и изолированных диолефинов (двойные связи расположены через два и более атомов углерода) наиболее вероятно, чем кумулированных диолефинов с рядом расположенными двойными связями.

На первом этапе работы были обозначены все теоретически возможные химические реакции диенового синтеза с образованием циклоолефинов. В результате получился список из 12 теоретически возможных реакций.

Вторым этапом стал расчет термодинамических параметров химических реакций в программном пакете Gaussian (GaussianView 5.0) [4]. Расчет был осуществлен при условиях реализации процесса цеоформинг на цеолитном катализаторе КН-30, предоставленным Новосибирским заводом химконцентратов, при температурах 375 °С (648 К), 400 °С (673 К), 425 °С (698 К) и давлении 2,5 атм.

Список реакций и полученные результаты представлены в таблицах 1-3.

Таблица 1

Расчет термодинамических параметров реакций диенового синтеза при температуре 648 К

№	Реакция	ΔH, кДж/моль	ΔS, кДж/моль·К	ΔG, кДж/моль
1	этилен + пентадиен-1,3 = 6-метил-циклогексен-1	-167,73	-194,50	-41,69
2	этилен + гексадиен-1,3 = 6-этил-циклогексен-1	-165,87	-195,69	-39,06
3	этилен + гексадиен-2,4 = 3,6-диметил-циклогексен-1	-159,42	-197,86	-31,20
4	этилен + гептадиен-3,5 = 3-этил-6-метил-циклогексен-1	-157,57	-200,52	-27,63
5	пропилен + пентадиен-1,3 = 5,6-диметил-циклогексен-1	-157,69	-209,69	-21,81
6	пропилен + гексадиен-1,3 = 5-метил-6-этил-циклогексен-1	-154,37	-212,68	-16,55
7	пропилен + гексадиен-2,4 = 3,5,6-триметил-циклогексен-1	-145,88	-213,40	-7,59
8	пропилен + гептадиен-3,5 = 3-этил-5,6-диметил-циклогексен-1	-147,63	-216,72	-7,20
9	бутен-2 + пентадиен-1,3 = 5-этил-6-метил-циклогексен-1	-142,06	-209,00	-6,63
10	бутен-2 + гексадиен-1,3 = 5,6-диэтил-циклогексен-1	-130,45	-214,70	8,67

11	бутен-2 + гексадиен-2,4 = 3,6-диметил-5-этил-циклогексен-1	-134,02	-205,44	-0,90
12	пентен-2 + пентадиен-1,3 = 5-пропил-6-метил-циклогексен-1	-148,68	-217,45	-7,77

Из таблицы 1 видно, что при температуре 648 К образование 5,6-диэтил-циклогексена-1 термодинамически невозможно, т.к. энергия Гиббса для этой реакции положительная. При дальнейшем повышении температуры также наблюдается увеличение энергии Гиббса для этой реакции, что говорит о невозможности образования этого циклоолефина в условиях реализации процесса цеоформинг.

Таблица 2

Расчет термодинамических параметров реакций диенового синтеза при температуре 673 К

№	Реакция	Δ*H*, кДж/моль	Δ*S*, кДж/моль·К	Δ*G*, кДж/моль
1	этилен + пентадиен-1,3 = 6-метил-циклогексен-1	-167,63	-194,36	-36,83
2	этилен + гексадиен-1,3 = 6-этил-циклогексен-1	-165,78	-195,56	-34,17
3	этилен + гексадиен-2,4 = 3,6-диметил-циклогексен-1	-159,29	-197,68	-26,25
4	этилен + гептадиен-3,5 = 3-этил-6-метил-циклогексен-1	-157,44	-200,33	-22,62
5	пропилен + пентадиен-1,3 = 5,6-диметил-циклогексен-1	-157,57	-209,50	-16,58
6	пропилен + гексадиен-1,3 = 5-метил-6-этил-циклогексен-1	-154,25	-212,50	-11,24
7	пропилен + гексадиен-2,4 = 3,5,6-триметил-циклогексен-1	-145,72	-213,17	-2,26
8	пропилен + гептадиен-3,5 = 3-этил-5,6-диметил-циклогексен-1	-147,48	-216,48	-1,79
9	бутен-2 + пентадиен-1,3 = 5-этил-6-метил-циклогексен-1	-141,93	-208,81	-1,40
10	бутен-2 + гексадиен-1,3 = 5,6-диэтил-циклогексен-1	-130,33	-214,52	14,04
11	бутен-2 + гексадиен-2,4 = 3,6-диметил-5-этил-циклогексен-1	-133,86	-205,20	4,24
12	пентен-2 + пентадиен-1,3 = 5-пропил-6-метил-циклогексен-1	-142,64	-215,97	2,71

Из таблицы 2 видно, что при температуре 673 К, термодинамически невозможными становятся реакции образования 5,6-диэтил-циклогексена-1; 3,6-диметил-5-этил-циклогексена-1 и 5-пропил-6-метил-циклогексена-1.

Таблица 3

Расчет термодинамических параметров реакций диенового синтеза при температуре 698 К

№	Реакция	Δ*H*, кДж/моль	Δ*S*, кДж/моль·К	Δ*G*, кДж/моль
1	этилен + пентадиен-1,3 = 6-метил-циклогексен-1	-167,53	-194,19	-31,98
2	этилен + гексадиен-1,3 = 6-этил-циклогексен-1	-165,67	-195,38	-29,29
3	этилен + гексадиен-2,4 = 3,6-диметил-циклогексен-1	-159,14	-197,46	-21,32
4	этилен + гептадиен-3,5 = 3-этил-6-метил-циклогексен-1	-157,30	-200,11	-17,62
5	пропилен + пентадиен-1,3 = 5,6-диметил-циклогексен-1	-157,42	-209,29	-11,34
6	пропилен + гексадиен-1,3 = 5-метил-6-этил-циклогексен-1	-154,11	-212,29	-5,92
7	пропилен + гексадиен-2,4 = 3,5,6-триметил-циклогексен-1	-149,09	-208,11	-3,83
8	пропилен + гептадиен-3,5 = 3-этил-5,6-диметил-циклогексен-1	-147,30	-216,22	3,62
9	бутен-2 + пентадиен-1,3 = 5-этил-6-метил-циклогексен-1	-141,79	-208,59	3,81
10	бутен-2 + гексадиен-1,3 = 5,6-диэтил-циклогексен-1	-130,20	-214,32	19,40
11	бутен-2 + гексадиен-2,4 = 3,6-диметил-5-этил-циклогексен-1	-133,68	-204,93	9,36
12	пентен-2 + пентадиен-1,3 = 5-пропил-6-метил-циклогексен-1	-142,50	-215,76	8,10

Из таблицы 3 видно, что при температуре 698 К, число реакций с положительными значениями энергий Гиббса значительно больше чем для температур 648 К и 673 К. Образование таких циклоолефинов, как 3-этил-5,6-диметил-циклогексен-1; 5-этил-6-метил-циклогексен-1; 5,6-диэтил-циклогексен-1; 3,6-диметил-5-этил-циклогексен-1; 5-пропил-6-метил-циклогексен-1 становится невозможным при высоких температурах ведения процесса цеоформинг.

Таким образом, из 12 теоретических возможных реакций диенового синтеза при всех температурах реализации процесса цеоформинг термодинамически возможно протекание только первых семи. Кроме того, можно заключить, что термодинамическая вероятность протекания реакций диенового синтеза снижается с увеличением числа атомов углерода и разветвлением боковых цепей циклоолефина также, как и с увеличением температуры процесса.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-38-90157.

Литература

1. Алтынов А.А. Исследование возможностей использования стабильного газового конденсата в качестве сырья процесса цеоформинга [Текст] / А.А. Алтынов, И.А. Богданов, М.В. Киргина // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XIX Международной научно-практической конференции студентов и молодых ученых имени профессора Л.П. Кулёва, 21-24 мая 2018 г., г. Томск. – Томск: Изд-во ТПУ, 2018. – С. 340-341.
2. Официальный сайт Новосибирского Академгородка Ассоциация «СибАкадемИнновация» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.sibai.ru/.
3. Гуреев А.А. Применение автомобильных бензинов [Текст] / А.А. Гуреев. – М.: Химия, 1972. – 15 с.

4. Ochterski J.W. Thermochemistry in Gaussian. 2000. 19 p.

ПЕРЕРАБОТКА ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ РАЗЛИЧНОГО СОСТАВА НА ЦЕОЛИТЕ ТИПА ZSM-5

Мартьянова Е.И., Богданов И.А.
Научный руководитель - инженер-исследователь И.А. Богданов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с климатическими особенностями Российской Федерации, а также с активным освоением северных территорий, спрос на зимние и арктические марки дизельного топлива стабильно растет [1]. Однако, объем производимого низкозастывающего дизельного топлива значительно уступает спросу на данный нефтепродукт. Так, объем производимого дизеля зимней и арктической марок составляет 17 % от общего объема производимого топлива, а потребность в данных марках – 30 % [3]. В то же время в разработку вовлекается все больше тяжелых нефтей, с высоким содержанием парафиновых углеводородов, что делает задачу поиска оптимального процесса получения качественных, низкозастывающих моторных топлив крайне актуальной.

Основное влияние на низкотемпературные свойства дизельных топлив оказывает их состав. Содержание в дизеле длинноцепочечных нормальных парафиновых углеводородов приводит к застыванию топлива даже при незначительном снижении температуры, также кристаллизация н-парафинов является причиной забивания фильтрующих элементов в двигателе. На сегодняшний день выделяют несколько методов улучшения низкотемпературных свойств топлив: использование низкотемпературных присадок, снижение содержания тяжелых фракций, а также процессы каталитической переработки топлива.

Использование низкотемпературных присадок является наиболее оперативным и экономически выгодным методом улучшения низкотемпературных свойств топлив. Но эффективность действия депрессорных присадок сильно зависит от состава топлива, что предполагает проведение ряда экспериментальных исследований для подбора оптимальной концентрации присадки для каждой партии топлива, что значительно ограничивает применимость данного метода.

Путем облегчения фракционного состава дизельного топлива можно добиться уменьшения содержания в его составе тяжелых, легко кристаллизующихся н-парафинов, но вместе с тем снижается глубина переработки сырья, а также объем выработки моторных топлив.

Выделяют еще одну группу методов улучшения низкотемпературных свойств топлив – каталитическую переработку. В процессе каталитической депарафинизации (гидродепарафинизации) происходит выборочное удаление н-парафинов из состава топлива, однако, при реализации процесса используются катализаторы, содержащие благородные металлы, а также водородсодержащий газ, что делает данный процесс не рентабельным для использования на небольших нефтеперерабатывающих заводах в условиях отдаленных территорий.

Исходя из всего вышесказанного перспективным видится поиск оптимального метода улучшения низкотемпературных свойств топлив, который будет удовлетворять как современным технологическим, так и экономическим требованиям.

Авторами работы на лабораторной каталитической установке был реализован процесс переработки прямогонных дизельных фракций на цеолитном катализаторе типа ZSM-5. Цеолиты становятся все более популярными катализаторами, применяемыми во многих технологических процессах, в частности, в процессах нефтепереработки, а также нефте- и газохимии, тонком органическом синтезе. Катализаторы на основе цеолита, используются при получении высокооктановых компонентов и моторных топлив из углеводородного сырья [2]. Также известны работы, описывающие применение цеолитов для углекислотной конверсии метана в синтез-газ [6], в процессах каталитического крекинга [7].

Целью данной работы является оценка эффективности переработки прямогонных дизельных фракции различного углеводородного состава на цеолитном катализаторе типа ZSM-5.

Сырьем для процесса выступили два образца прямогонных дизельных фракций, полученных из нефтей различных месторождений Российской Федерации. Процесс проводился при следующих технологических параметрах: температура процесса 375 °С, давление 0,35 МПа, объемная скорость подачи сырья 0,5 мл/мин.

Продуктам были присвоены шифры ПР1 и ПР2. Для исходного сырья и полученных продуктов переработки определялся групповой состав согласно методике, приведенной в [5]. Полученные результаты представлены на Рисунках 1 и 2.

Исходя из полученных данных видно, что в результате переработки дизельных фракций содержание парафиновых углеводородов в составах продуктов значительно снижается: для ПР1 содержание парафинов снизилось на 13,99 % мас., для ПР2 – на 27,17 % мас. Снижение содержания парафиновых углеводородов в составах полученных продуктов обусловлено реакциями, протекающими на кислотных центрах цеолитного катализатора: при контакте молекул парафинов с кислотными центрами катализатора, образуется ион карбония, запуская процесс крекинга. При крекинге из длинноцепочечных парафинов образуются углеводороды с меньшим числом атомов углерода в цепи, также происходит процесс их изомеризации и образования олефинов. Образующиеся олефины повторно взаимодействуют с активными центрами катализатора, в результате чего образуются диены. При взаимодействии диенов (алифатических, ациклических, ароматических и гетероциклических диенов, в частности) с диенофилами, в качестве которых могут выступать ненасыщенные соединения, по реакции Дильса-Альдера образуются нафтеновые углеводороды [4].

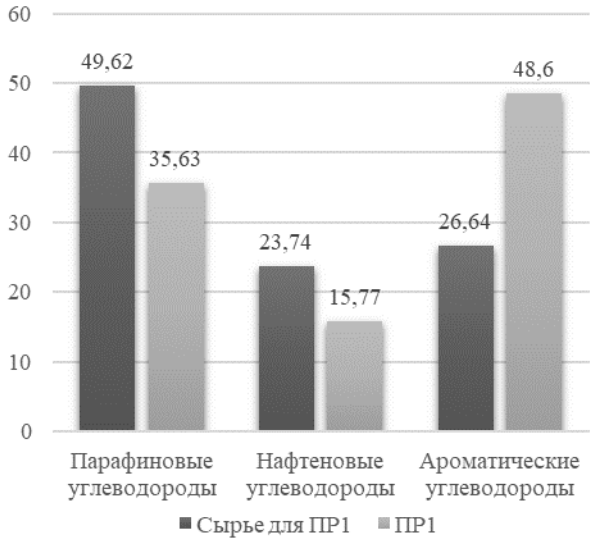


Рис. 1 Групповой состав ПР1 и сырья переработки, % мас.

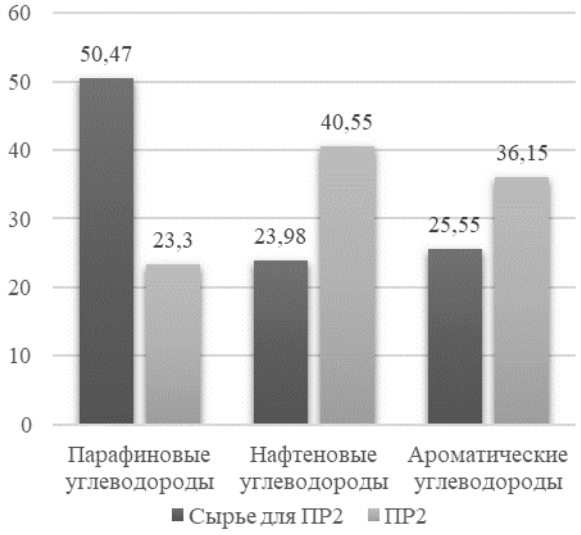


Рис .2 Групповой состав ПР2 и сырья переработки, % мас.

Из полученных результатов видно, что для ПР1 характерно снижение содержания нафтеновых углеводородов (на 7,97 % мас.), а для ПР2 содержание нафтенов увеличилось (на 16,57 % мас.), что свидетельствует о том, что преобладающие в составе сырья для ПР2 парафиновые углеводороды, наиболее способны образовывать диены, из которых по реакции диенового синтеза образуются стабильные нафтеновые углеводороды. Одновременно с этим у обоих продуктов увеличилось содержание ароматических углеводородов, при чем для ПР1 в большей степени. Это связано с протеканием реакций перераспределения водорода с образованием ароматических углеводородов.

Данные тенденции характеризуют проведенный процесс переработки на цеолитном катализаторе типа ZSM-5 как перспективный в качестве метода для улучшения низкотемпературных свойств дизельного топлива, так как количество парафиновых углеводородов, определяющих низкотемпературные свойства топлива, снижается для обоих продуктов, полученных из сырья различного состава.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-38-90156.

Литература

1. Статистика. Производство дизельного топлива. Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://minenergo.gov.ru.
2. Восмериков, А.В., Катализаторы на основе высококремнеземных цеолитов для процессов получения высокооктановых компонентов и моторных топлив из углеводородного сырья [Текст] / А.В. Восмериков // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2007. – № 4. – С. 31-32.
3. Павлов, М.Л., Влияние условий гидродепарафинизации на выход и низкотемпературные свойства дизельного топлива [Текст] / М.Л. Павлов, Р.А. Басимова, Р.А. Каримов // Нефтегазовое дело. 2019. – № 2. – С. 134-138.
4. Органикум: Практикум по органической химии [Текст] / В.М. Потапова, С.В. Пономарева – М. Мир, 1979. – 453 с.
5. Определение группового и структурно-группового составов нефтяных фракции: Методические указания к лабораторной работе для студентов химико-технологического факультета [Текст] / О.С. Сухинина, А.И. Левашова – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 22 с.
6. Рустамова, С.Т., Использование природного цеолита – клиноптилолита для создания катализаторов углекислотной конверсии метана в синтез-газ / С.Т. Рустамова, Н.И. Аббасова, М.М. Ахмедов, А.И. Талыблы, А.И. Агаев, А.М. Гейдарова // Химическая промышленность сегодня. 2010. – № 1. – С. 9-13.
7. Чудинов А.Н., Денисламова Е.С., Кожевников Д.Н. Сравнительная оценка параметров и активности цеолитных катализаторов крекинга в псевдоожиженном слое // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Химическая технология и биотехнология. 2017. № 4. С. 171-186.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ВЫХОДА И КАЧЕСТВА ПРОДУКТОВ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА ПРИ ИЗМЕНЕНИИ СОСТАВА СЫРЬЯ И ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЛИФТ-РЕАКТОРА С ПРИМЕНЕНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА

Межова М.Ю., Назарова Г.Ю., Орешина А.А.
Научный руководитель - ассистент Г.Ю. Назарова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Каталитический крекинг сегодня является одним из основных крупнотоннажных процессов на современном НПЗ. В мире установки каталитического крекинга могут быть направленны на производство с максимальным выходом бензина, газов крекинга или средних дистиллятов. В зависимости от состава и типа перерабатываемого сырья технологическое оформление и катализаторы процесса каталитического крекинга существенно различаются. Более того, в ходе эксплуатации промышленной установки состав сырья крекинга изменяется непрерывно и зависит от предыдущих стадий переработки нефтяных фракций. Знание о свойствах сырья и его влиянии на процесс представляет одну из главных задач в рамках обеспечения стабильной работы установок, поскольку выход и качество продуктов во многом определяется составом сырья, наряду с большим числом параметров технологического режима работы реакторно-регенераторного блока, структурно-селективными свойствами катализатора и др. [1]. Проблема прогнозирования работы и оптимизации процессов каталитического крекинга с учетом состава сырья является актуальной для действующих промышленных установок. С этой целью в мире широко используют методы математического моделирования, при этом крайне важен учет термодинамических и кинетических закономерностей процесса с участием высокомолекулярных углеводородов, что с одной стороны, значительно усложняет этапы разработки модели, а с другой стороны повышает точность и прогнозирующую способность разрабатываемых моделей.

Целью работы является прогнозирование выхода и качества продуктов процесса каталитического крекинга в зависимости от состава сырья и параметров технологического режима с применением математической модели.

Объектом исследования является промышленная установка каталитического крекинга вакуумного дистиллята. С применением математической модели [2], можно установить влияние состава сырья на показатели процесса каталитического крекинга и корректировать технологический режим с учетом изменения состава сырья для получения того или иного целевого продукта. Было исследовано 4 состава сырья (таблица 1), результаты прогнозных расчетов представлены на рисунке 1.

Таблица 1

Состав сырья для расчетов по модели

Характеристики сырья	Сырье			
	№1	№2	№3	№4
Насыщенные углеводороды, % мас.	69,7	73,1	56,8	57,4
Ароматические углеводороды, % мас.	28,2	23,3	40,5	38,8
Смолы, % мас.	2,1	3,6	2,7	3,8
Плотность при 15 °С, кг/м^3	890,0	888,2	893,1	891,3

В соответствии с таблицей 1, сырье № 1 и № 2 характеризуется большим содержанием насыщенных углеводородов (69,7 и 73,1 % мас.), вместе с тем наряду с высоким содержанием парафинов и нафтенов, сырье № 2 характеризуется высоким содержанием смол. Содержание ароматических углеводородов наибольшее в сырье № 3 и № 4 (40,5 и 38,8 % мас.), сырье №4 характеризуется наибольшим содержанием смол (3,8 % мас).

Выход бензина наибольший для сырья №1 и №2 (55,47 и 54,85 % мас.), которое содержит большее содержание насыщенных углеводородов. Хотя содержание парафинов и нафтенов выше в составе сырья №2, выход бензина ниже, относительно сырья №1, что связано с высоким содержанием смол, которые с высокой скоростью конденсируются с образованием коксовых структур (6,58 % мас.), снижая активность катализатора и, как следствие, выход целевого продукта. В общем случае выход кокса (6,85 % мас.) значительно выше при работе на сырье с высоким содержанием ароматических углеводородов и смол (сырье №4), выход бензина при работе на таком сырье существенно ниже (53,48 % мас), но выше выход фракции 195-340 ºС (12,2 % мас – для сырья №4 и 10,59 % мас. – для сырья №2).

Выход пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракций преобладает для сырья №2 и №1, поскольку данные виды сырья содержат наибольшее количество насыщенных углеводородов, участвующих в реакциях крекинга. Октановое число бензина возрастает с увеличением содержания ароматических углеводородов в сырье каталитического крекинга на 3,7 пункта.

Выполненные расчеты показали, что наиболее благоприятным для производства бензина является сырье №1 (55,47 %), для производства пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракций – сырье № 2 (7,42 % и 13,61 %) с высоким содержанием насыщенных углеводородов, для производства фр. 195-340 °С – сырье №3 (12,57 %) с большим содержанием ароматических структур. Переработка сырья № 4 обеспечивает высокий выход кокса, вследствие чего существенно снижается выход целевых продуктов бензиновой фракции.

Вовлечение в переработку тяжёлого нефтяного сырья способствует усиленному коксообразованию, что может вызвать существенный подъем температуры в регенераторе при экзотермическом процессе окисления кокса и привести к нарушению теплового баланса системы «лифт-реактор-регенератор», термической деструкции катализатора в области высоких температур, а также снижению выхода целевых продуктов. В зависимости от типа установки, состава сырья и свойств катализатора выход кокса при переработке вакуумного газойля не должен превышать 5-6 % мас. К способам регулирования теплового баланса при переработке утяжеленного нефтяного сырья

относятся использование многоступенчатой регенерации, холодильников для катализатора и пр. для регулировки теплового баланса системы лифт-реактор регенератор и предотвращения перегрева катализатора. В случае переработки слабококсующегося сырья, для регулировки теплового баланса осуществляют рециркуляцию тяжелых фракций, как правило, выше точки ввода сырья, а также введение к слабо коксованному катализатору перед регенерацией коксующейся фракции (с содержанием ароматических соединений более 50 % мас. и содержанием полиароматических соединений 20 % мас. или более) [3]. Таким образом, рециркуляция коксующегося углеводородного потока делает возможным регулирование температуры регенерированного катализатора, обеспечивая эффективность при переработке слабо коксующегося сырья. С применением математической модели определено, что снижение расхода шлама с 19,18 м^3/ч до 10,9 м^3/ч и до 5,8 м^3/ч (для сырья № 2 и № 3) обеспечивает снижение выхода кокса на 0,6 и 0,9 % мас. при сохранении высокого выхода целевых продуктов.

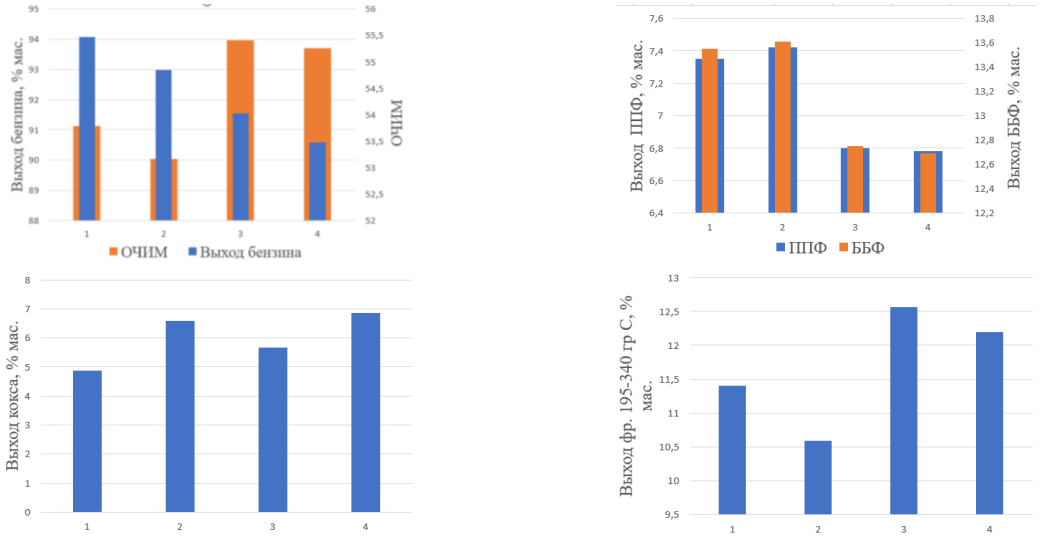


Рис. Влияние состава сырья на выход продуктов каталитического крекинга и октановое число бензина

Таким образом, применение математической модели реактора каталитического крекинга позволяет прогнозировать выход и качество продуктов процесса в зависимости от состава сырья и параметров технологического режима. Комплексная оценка влияния этих параметров на производительность установки и качество получаемых продуктов позволит оптимизировать работу промышленного реактора каталитического крекинга с учетом состава перерабатываемого сырья и технологического режима работы реактора.

Литература

1. Назарова Г.Ю. Прогнозирование выхода и качества бензина, жирного газа и кокса с установки каталитического крекинга с учетом группового состава вакуумного дистиллята / Г. Ю. Назарова, Г. Р. Бурумбаева; науч. рук. Е. Н. Ивашкина // 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.: в 2 т.: / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов (ИПР); под ред. А. С. Боева. — 2017. — Т. 2. — [С. 335-337]. — Заглавие с экрана. — [Библиогр.: с. 337 (3 назв.)].
2. Назарова Г.Ю. Повышение эффективности процесса каталитического крекинга вакуумного дистиллята в лифт-реакторе с применением метода математического моделирования: дис. на соискание ученой степени кандидата технических наук: спец. 02.00.13 / Назарова Галина Юрьевна. – Томск, 2020. – с. 22-23.
3. Пат. 2605547 Россия МПК7 C10G 11/18, B01J 19/32, B01J 8/24. Способ каталитического крекинга для обработки фракции, имеющей низкий углеродный остаток Конрадсона. Бори М., Леруа П.; заявитель и патентообладатель ТОТАЛЬ РАФИНАЖ ФРАНС. – № 2013132972/04; заявл. 09.12.2011; опубл. 20.12.2016, Бюл. № 35. – 9 с. – ил.

ВЛИЯНИЕ ДОБАВЛЕНИЯ ТОЛУОЛА И ТЕТРАЛИНА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЙСТВИЯ ДЕПРЕССОРА

Морозова Я.П., Богданов И.А.

Научный руководитель - инженер-исследователь И.А. Богданов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ежегодный рост объемов потребления дизельного топлива (ДТ), связан с его широким применением на территории Российской Федерации. В частности, в северных регионах страны, в связи с их климатическими особенностями, существует естественная потребность именно в зимней и арктической марках ДТ.

Для обеспечения низкотемпературных свойств, требуемых стандартами [4, 7], наиболее эффективно и рентабельно вводить в ДТ присадки, которые улучшают данные характеристики (депрессорные присадки). Однако присадки не всегда приносят ожидаемый результат, что связано со специфическим механизмом взаимодействия депрессорных присадок с углеводородами, входящими в состав ДТ. Также возможна ситуация, при которой наличие определенных углеводородов в составе ДТ вызывает усиление эффекта использования депрессорной присадки [1].

На первом этапе исследования влияния добавления толуола и тетралина на эффективность действия депрессора были экспериментально определены низкотемпературные свойства образца ДТ и образца ДТ с добавлением депрессорной присадки (Ad). Температура помутнения (*Т*п), температура застывания (*Т*з) и предельная температура фильтруемости (ПТФ) определялись согласно методикам, представленным в [2, 3, 5]. Результаты представлены в Таблице 1.

Таблица 1

Результаты определения низкотемпературных свойств образца ДТ с добавлением и без депрессора

Образец	***Т*п**	**ПТФ**	***Т*з**
	°С		
ДТ	2	2	-7
ДТ + Ad	1	-2	-35
Δ	↓*1*	↓*4*	↓*28*

Далее к смеси образца с депрессором был добавлен моноциклический ароматический углеводород – метилбензол (толуол) с химической формулой C_6H_5-CH_3. Были приготовлены смеси с различными концентрациями толуола: 1, 3, 5 и 10 % об. Низкотемпературные свойства полученных смесей и их изменение относительно свойств смеси образца с депрессором представлены в Таблице 2.

Таблица 2

Результаты определения низкотемпературных свойств смесей с толуолом

Смесь	***Т*п**	**ПТФ**	***Т*з**
	°С		
ДТ + Ad	1	-2	-35
ДТ + 1 % Толуола + Ad	2	-2	-33
Δ	↑*1*	*0*	↑*2*
ДТ + 3 % Толуола + Ad	1	-2	-33
Δ	*0*	*0*	↑*2*
ДТ + 5 % Толуола + Ad	0	-5	-33
Δ	↓*1*	↓*3*	↑*2*
ДТ + 10 % Толуола + Ad	0	-3	-35
Δ	↓*1*	↓*1*	*0*

Таблица 3

Результаты определения низкотемпературных свойств смесей с тетралином

Смесь	***Т*п**	**ПТФ**	***Т*з**
	°С		
ДТ + Ad	1	-2	-35
ДТ + 1 % Тетралина + Ad	3	0	-28
Δ	↑*2*	↑*2*	↑*7*
ДТ + 3 % Тетралина + Ad	3	-1	-30
Δ	↑*2*	↑*1*	↑*5*
ДТ + 5 % Тетралина + Ad	2	-2	-34
Δ	↑*1*	*0*	↑*1*
ДТ + 10 % Тетралина + Ad	3	-4	-36
Δ	↑*2*	↓*2*	↓*1*

Исходя из данных, приведенных в таблице 2, видно, что добавление толуола к образцу ДТ с присадкой незначительно снижает эффективность действия присадки относительно *Т*з, при этом на ПТФ добавление толуола оказывает слабое положительное влияние, что согласуется с представлениями о механизме действия депрессорных присадок.

Далее, аналогично толуолу, к смеси образца с депрессором был добавлен бициклический моноароматический углеводород – 1,2,3,4-тетрагидронафталин (тетралин) с химической формулой $C_{10}H_{12}$. Низкотемпературные свойства полученных смесей и их изменение относительно свойств смеси образца с депрессором представлены в Таблице 3.

Исходя из данных, приведенных в таблице 3, видно, что добавление тетралина к образцу ДТ с присадкой снижает эффективность действия присадки для всех низкотемпературных свойств. Наибольший негативный эффект (повышение температуры на 7 °С) наблюдается в отношении *Т*з при добавлении 1 % об. тетралина. Вместе с тем, можно видеть, что при увеличении содержания тетралина в смеси до 10 % об. негативный эффект нивелируется, что связано с хорошими низкотемпературными свойствами тетралина (*Т*з тетралина -36 °С).

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что добавление тетралина оказывает более выраженный эффект на действие депрессора относительно всех низкотемпературных характеристик, чем добавление толуола. Данный вывод подтверждается механизмом взаимодействия депрессорных присадок с ароматическими углеводородами, т.к. к депрессорам более восприимчивы те ароматические углеводороды, которые содержат боковые парафиновые цепи, а с увеличением числа колец и уменьшением длины боковых цепей их восприимчивость к депрессорам снижается [6]. Это объясняется разницей в полярности этих соединений, дипольный момент тетралина почти в 2 раза выше дипольного момента толуола из-за чего тетрталин более активно взаимодействует с депрессором тем самым подавляя его эффект в отношении парафинов нормального строения.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Томской области в рамках научного проекта № 19-48-703025.

Литература

1. Богданов И., Алтынов А.А., Морозова Я.П., Киргина М.В. Исследование влияния узких дизельных фракций на эффективность действия депрессорных присадок // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт – 2020. – № 9. – с. 27-33.
2. ГОСТ 20287-91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания. – Москва: Стандартинформ, 2006. – 14с.
3. ГОСТ 22254-92. Топливо дизельное. Метод определения предельной температуры фильтруемости на холодном фильтре. – Москва: Издательство стандартов, 1993. – 22
4. ГОСТ 305-2013. Топливо дизельное. Технические условия. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 23 с
5. ГОСТ 5066-91 «Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации». [Электронный ресурс] – URL: http://docs.cntd.ru/document/1200007918 (дата обращения 03.02.2021).
6. Данилов А.М., Применение присадок в топливах: справочник. – 3-е изд., доп. – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2010. – 368 с.
7. ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту». [Электронный ресурс] – URL: http://docs.cntd.ru/document/902307833 (дата обращения 03.02.2021).

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СЫРЬЯ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА

Орешина А.А., Вымятнин Е.К., Назарова Г.Ю.
Научный руководитель - профессор Е.Н. Ивашкина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Каталитический крекинг входит в число важнейших процессов глубокой нефтепереработки и получил широкое распространение по всему миру [3]. Это связано с технологической гибкостью данного процесса, которая обеспечивает возможность переработки широкого спектра сырья с получением высокооктанового компонента бензина и газа, богатого ценными для нефтехимии углеводородными соединениями. Ещё одним неоспоримым достоинством каталитического крекинга является относительная простота его совмещения с другими процессами [2].

В связи с распространенностью и важностью процесса каталитического крекинга в настоящее время актуальны задачи, связанные с его модернизацией, оптимизацией и прогнозированием основных параметров процесса, постоянно изменяющихся при эксплуатации установки [4]. Для решения этих задач в Национальном Исследовательском Томском политехническом университете на основе выявленных термодинамических и кинетических закономерностей процесса была создана надежная математическая модель, позволяющая учесть изменение углеводородного состава сырья и активности катализатора, особенности технологического режима работы установки. С помощью данной модели возможно спрогнозировать выход продуктов, время работы катализатора. Кроме того, она может быть использована при создании тренажера для обучения студентов и работников НПЗ. Однако, как было сказано выше, процесс каталитического крекинга очень широко распространен и крайне гибок в плане сырья. Поэтому при адаптации модели к различным промышленным установкам, характеризующимся значительными интервалами изменения свойств и состава сырья, требуется в качестве исходных данных задавать значения группового состава вакуумных дистиллятов и его физико-химические свойства [5].

Целью работы является определение физико-химических свойств и с группового состава проб сырья каталитического крекинга для уточнения и совершенствования прогностической модели процесса. Объектом исследования являются пробы гидроочищенного вакуумного газойля. Входе исследования проб были использованы следующие методики:

1. Метод определения вязкости при 100 ℃ по ГОСТ 33-2016;
2. Метод определение молекулярной массы (ММ) с помощью прибора КРИОН-1;
3. Метод определения плотности нефти и нефтепродуктов с помощью вискозиметра Штабингера;
4. Определение показателя преломления с помощью рефрактометра.

В таблице 1 представлены результаты первых трех методов.

Таблица 1

Результаты анализа сырья каталитического крекинга

	Вязкость	ММ	Плотность при 50 °С	Плотность при 20 °С
Сырье	$мм^2/с$	г/моль	$кг/м^3$	$кг/м^3$
№1	6,24	358	873,6	892,7
№2	6,07	342	871,5	890,6
№3	5,57	338	870,8	889,9

По данным таблицы 1 можно сделать выводы, что с увеличением значения показателя вязкости увеличивается молекулярная масса и плотность сырья.

В таблице 2 представлены результаты определения показателя преломления при 20°С. Изученные фракции были получены с помощью жидкостно-адсорбционной хроматографии. Установлено, что показатель преломления циклических углеводородов значительно превышает показатели алифатических фракций. Таки образом, показатель преломления парафиновых углеводородов изменяется в пределах 1,4658–1,4664. В случае ароматических углеводородов – 1,5296–1,5316. Также установлено, что с повышением температуры значение показателя преломления уменьшается.

Таблица 2

Результаты определения показателя преломления

Температура, °С	Сырье №1		Сырье №2		Сырье №3	
	Парафиновые у/в	Ароматические у/в	Парафиновые у/в	Ароматические у/в	Парафиновые у/в	Ароматические у/в
20	1,4660	1,5296	1,4658	1,5310	1,4664	1,5316
50	1,4540	1,5176	1,4538	1,5190	1,4544	1,5196

По данным таблицы 1 и 2 была посчитана удельная рефракция исследуемого сырья, этот показатель изменяется для парафиновых углеводородов от $0{,}310*10^{-3}$–$0{,}311*10^{-3}$, в случае ароматических углеводородов от $0{,}346*10^{-3}$–$0{,}348*10^{-3}$. Для пересчета на мольную рефракцию необходимо полученное значение перемножить на ММ, таким образом, значения для парафиновых углеводородов изменяются в пределах 0,1053–0,1111, для ароматических углеводородов изменяются от 0,1176–0,1238[1].

Полученные данные показателя преломления, ММ и плотности при 20 °С были использованы при расчете структурно-группового состава сырья каталитического крекинга (табл.3,4). В свою очередь, эти данные при внесении их в прогностическую модель позволят оценить групповой углеводородный состав продуктов крекинга и оценить влияние состава сырья на материальный баланс процесса.

Таблица 3

Структурно-групповой состав сырья каталитического крекинга насыщенных углеводородов (n-d-m)

Характеристика	№1	№2	№3
Содержание углерода, [%]			
- в парафиновые у/в	68,6	68,8	69,7
- в нафтеновые у/в	31,4	31,2	30,3
- в ароматические у/в	0,6	0,5	0,2
Среднее количество, шт.			
- ароматические кольца	0,0	0,0	0,0
- нафтеновые кольца	1,5	1,4	1,5
Соотношение содержания углерода в парафиновых и нафтеновых структурах фракции	1,6	1,5	1,6

Таблица 4

Структурно-групповой состав ароматических веществ вакуумного дистиллята (метод Хазельвуда)

Характеристика	№1	№2	№3
Содержание углерода, [%]			
- в парафиновые у/в	28,9	30,0	30,3
- в нафтеновые у/в	21,5	21,8	21,8
- в ароматические у/в	49,6	48,2	47,9
Среднее количество, шт.			
- ароматические кольца	1,5	1,5	1,5
- нафтеновые кольца	1,5	1,5	1,5
Соотношение содержания углерода в парафиновых и нафтеновых структурах фракции	3,0	3,0	3,0

В дальнейшем планируется продолжить исследования других физико-химических свойств сырья процесса, изучение новых проб с различных установок, а также исследование продуктов каталитического крекинга по представленным методикам. Полученные данные будут использоваться для уточнения и совершенствования прогностической математической модели процесса каталитического крекинга. Кроме того, на основе разработанной

математической модели в дальнейшем планируется создание обучающего программного обеспечения, которое может быть использовано как непосредственно в рамках учебного курса НИ ТПУ для обучения студентов, так и на производстве для подготовки рабочего и инженерно-технического персонала установок каталитического крекинга.

Литература

1. Ахметов Б.Р., Евдокимов И.Н., Елисеев Д.Ю. Особенности оптических спектров поглощения нефтей и нефтяных асфальтенов // Наука и технология углеводородов. – Москва, 2002. – № 3. – С. 25–30.
2. Ганцев А.В., Виниченко М.В. Современное состояние и перспективы развития процесса каталитического крекинга нефтяного сырья // Universum: химия и биология. – Москва, 2019. – Т.2 (66). – С. 1 – 4.
3. Магомедов Р.Н. и др. Состояние и перспективы деметаллизации тяжелого нефтяного сырья (обзор) // Нефтехимия. – Москва, 2015. – Т55(№4). –С. 267 – 290.
4. Соляр Б.З. и др. Разработка процесса каталитического крекинга с высоким выходом легких олефинов: исследование структуры выхода продуктов //Химия и технология топлив и масел. – Москва, 2010. –Т.2. – С. 19 – 23.
5. Шарипов Р.А. и др. Роль процесса каталитического крекинга в производстве высокооктановых автомобильных бензинов. // Современные проблемы науки и образования. – Москва, 2015. – № 1. – С. 1 – 7.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДОБАВЛЕНИЯ МАЛЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ Н-ПАРАФИНОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЙСТВИЯ РАЗЛИЧНЫХ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК

Орлова А.М., Богданов И.А.

Научный руководитель - инженер-исследователь И.А. Богданов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях реализации современной научно-экономической стратегии развития Российской Федерации возникает необходимость непрерывного совершенствования технологий переработки углеводородного сырья и повышения качества и экологичности выпускаемых нефтепродуктов. Ведущая роль в области нефтепереработки на сегодняшний день принадлежит улучшению показателей качества дизельных топлив в процессе их производства и хранения в условиях экстремально низких температур, характерных для Сибирского региона и арктических широт в целом.

В большинстве работ, посвящённых изучению влияния состава дизельных топлив на эффективность действия депрессорных присадок, основное внимание акцентируется на влиянии групп углеводородов в составе топлива и его фракционного состава в целом [1-3]. Более детальное изучение влияния углеводородов внутри групп, как правило, не проводится.

Научное и практическое значение данной работы представляет исследование влияния углеводородного состава дизельных топлив на эффективность действия депрессорных присадок, а именно влияния добавления малых концентраций тяжелых н-парафинов (C_{23+}).

Объектом исследования выступает образец прямогонного дизельного топлива (ДТ) и его смеси с депрессорными присадками (А, В) и различной добавочной концентрацией тяжелых н-парафинов (П). Присадка использовались в концентрациях, рекомендованных производителем (0,26 мл и 0,62 мл присадки на 100 мл образца соответственно).

Предельная температура фильтруемости (ПТФ) определялась согласно [5], температура помутнения ($T_п$) определялась согласно [7] температура застывания ($T_з$) определялась согласно [4]. Полученные результаты для образца ДТ с депрессорными присадками представлены в таблице 1, с добавлением различных концентраций тяжелых н-парафинов – в таблицах 2-3.

Таблица 1

Результаты определения низкотемпературных свойств смесей ДТ с депрессорной присадкой

Смесь	$T_п$, °С	ПТФ, °С	$T_з$, °С
Образец ДТ	2	2	-7
Образец ДТ + А	-2	-16	-37
Образец ДТ + В	0	-2	-37

Как видно из таблицы 1, добавление депрессорной присадки А к ДТ снижает ПТФ на 18 °С, $T_з$ на 30 °С, $T_п$ на 4 °С. Добавление депрессорной присадки В к ДТ позволяет снизить ПТФ на 4 °С, $T_з$ на 30 °С, а $T_п$ на 2 °С. В целом следует отметить большую эффективность присадки А в отношении всех трех низкотемпературных свойств. Добавление присадки А позволяет получить ДТ по ПТФ соответствующее межсезонной марке, добавление присадки В не позволяет получить ДТ по ПТФ соответствующее требованиям [6].

Таблица 2

Результаты определения низкотемпературных свойств смесей ДТ, депрессорной присадки и н-парафинов в концентрации 0,25 % мас.

Смесь	$T_п$, °С	ПТФ, °С	$T_з$, °С
Образец ДТ + А	-2	-16	-37
Образец ДТ + А + 0,25 % П	2	-6	-38
Образец ДТ + В	0	-2	-37
Образец ДТ + В + 0,25 % П	1	-12	-36

Таблица 3

Результаты определения низкотемпературных свойств смесей ДТ, депрессорной присадки и н-парафинов в концентрации 0,1 % мас.

Смесь	$T_п$, °С	ПТФ, °С	$T_з$, °С
Образец ДТ + А	-2	-16	-37
Образец ДТ + А + 0,1 % П	-1	-34	-42
Образец ДТ + В	0	-2	-37
Образец ДТ + В + 0,1 % П	0	-14	-35

Как видно из таблицы 2, добавление тяжелых н-парафинов в концентрации 0,25 % мас. к смеси ДТ с депрессорной присадкой А повышает ПТФ на 10 °С, снижает $T_з$ на 1 °С, повышает $T_п$ на 4 °С. Добавление тяжелых н-парафинов в концентрации 0,25 % мас. к смеси ДТ с депрессорной присадкой В позволяет снизить ПТФ на 10 °С, повышает $T_з$ и $T_п$ на 1 °С.

Исходя из полученных результатов можно предположить, что в случае с присадкой А, концентрация тяжелых н-парафинов 0,25 % мас. слишком велика с точки зрения усиления эффекта действия, в то время как для присадки В, данная концентрация является рациональной. Кроме того, можно видеть, что добавление 0,25 % мас. тяжелых н-парафинов одновременно с депрессорной присадкой В, позволяет получить ДТ по ПТФ соответствующее летней марке [6].

Как видно из таблицы 3, добавление тяжелых н-парафинов в концентрации 0,1 % мас. к смеси ДТ с депрессорной присадкой А снижает ПТФ на 18 °С, снижает $T_з$ на 5°С и повышает $T_п$ на 1 °С. Добавление тяжелых н-парафинов в концентрации 0,1 % мас. к смеси ДТ с депрессорной присадкой В позволяет снизить ПТФ на 12 °С, однако ухудшает $T_з$ на 2 °С и не изменяет $T_п$.

Исходя из полученных результатов, можно предположить, что концентрация тяжелых н-парафинов 0,1 % мас. является оптимальной с точки зрения усиления эффекта действия как для присадки А, так и для присадки В. Кроме того, можно видеть, что добавление 0,1 % мас. тяжелых н-парафинов одновременно с депрессорной присадкой А позволяет получить ДТ по ПТФ соответствующее зимней марке, а с присадкой В – соответствующее летней марке, согласно требованиям [6]

Таким образом, результаты лабораторных исследований (таблицы 2-3) показали возможность улучшения низкотемпературных свойств дизельного топлива и повышение эффективности действия добавляемой депрессорной присадки за счет введения малых концентраций тяжелых н-парафинов.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-38-90156.

Литература

1. Богданов И.А., Алтынов А.А., Белинская Н.С., Киргина М.В. // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. 2018. № 11. С. 37-42.
2. Богданов И.А., Алтынов А.А., Морозова Я.П., Киргина М.В. // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. 2020. № 9. С. 27-33.
3. Буров Е.А., Иванова Л.В., Кошелев В.Н., Сорокина А.С. // Химия и технология топлив и масел. 2020. № 2 (618). С. 16-20.
4. ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания». – Москва: Стандартинформ, 2006. – 9 с.
5. ГОСТ 22254-92 «Топливо дизельное. Метод определения предельной температуры фильтруемости на холодном фильтре». – Москва: Стандартинформ, 1992. – 16 с.
6. ГОСТ 305-2013. «Топливо дизельное. Технические условия». – Москва: Стандартинформ, 2015. – 23 с.
7. ГОСТ 5066-2018 «Топлива моторные. Методы определения температуры помутнения, начала кристаллизации и кристаллизации». – Москва: Стандартинформ, 2006. – 14 с.

СИНТЕЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ФЛЮИД-КАТАЛИТИЧЕСКОМ КРЕКИНГЕ (FCC)

Патз М.О.

Научный руководитель - профессор Е.Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цеолиты – это алюмосиликатные материалы, свойства которых регулируются взаимодействием двух основных минералов в его структуре: кремния (Si) и алюминия (Al). Отношение Si / Al в его оксидных формах (SiO_2/Al_2O_3) определяет возможность образования определенного цеолита [1,3]. Цеолиты – это пористые материалы, которые в настоящее время используются в различных областях промышленности, в основном для процессов адсорбции и в качестве катализаторов [2,4].

Цель работы связана с образованием цеолита для дальнейшей обработки в качестве катализатора для использования в FCC (флюид-каталитическом крекинге) [1,6]. Структура цеолита образуется в результате гидротермальной реакции с сильным основанием, когда атомы Si и Al перестраиваются в стабильную структуру с компенсационным катионом X +, который является катионом основания, обычно натрия (Na^+) или K^+ (калий), как видно на рисунке [5-7].

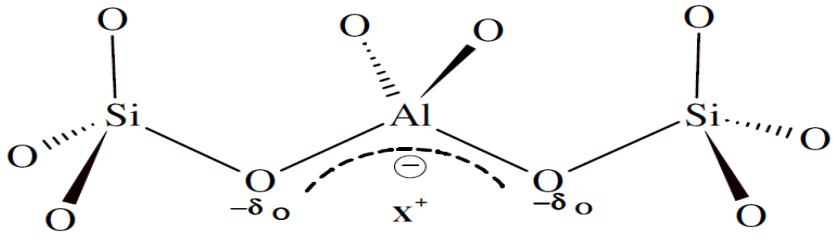


Рис. Структурная фигура цеолита, где X + - компенсационный катион [7]

На рисунке представлена структура цеолита, в основном образованная этими двумя минералами. Также возможно присутствие различных минералов, таких как калий (K), кальций (Ca) и железо (Fe). Хотя присутствие этих минералов в высоких концентрациях снижает возможность образования цеолита. Причина этого - конкуренция между минералами за реакцию с основанием, приводящую к образованию другого продукта [2,5].

Есть много переменных, связанных с образованием цеолита, но главными параметрами, которые имеют влияние на синтез, являются термоядерный и гидротермальный климат и время. Температура определяет, насколько сильным будет взаимодействие основы с минералами, а время определяет фазы образования кристаллов в структуре цеолита [6,7].

Цеолиты, синтезированные этим методом, обладают кристалличностью и пористостью, которые определяют с помощью РСА (рентгеноструктурный анализ) и BET (Brunauer-Emmett-Teller) анализа соответственно. Также подтверждение образовавшегося цеолита проводится, как правило, с использованием анализа сканирующей электронной микроскопии (СЭМ), при котором изображение образовавшегося материала знакомится и сравнивается с материалами, полученными в результате анализа РСА [1,3,7].

Синтез может быть проведен с использованием оксидов основных минералов с использованием метода Международной ассоциации цеолитов (IZA) или варианта, содержащего сырье, с этими компонентами в высокой концентрации. Что касается различных доступных материалов, то основными продуктами, которые в настоящее время используются в синтезе, являются летучая зола угля и зола шелухи камыша. Способы синтеза имеют множество вариаций и зависят, например, от концентрации материалов в золе [1-5]. Следовательно, еще одним важным анализом является определение характеристик используемого материала с помощью РФА (рентгенофлуоресцентный анализ), при котором достигается основная концентрация оксидов [2,7].

Что касается Российской Федерации, то основными материалами, пригодными по доступности и благоприятным для синтеза характеристикам, являются угли Северской и Кемеровской областей. Кроме того, после использования метода синтеза проводится оптимизация для улучшения времени и температуры процесса, чтобы получить самую высокую конверсию цеолита [4,6].

Литература

1. Bulatov и B. Jirnov R. FCC process of heavy feed stock with improved yield of light olefins. Oil and Gas Business, p. 10, 2009.
2. Vieira L. H., Rodrigues M. V. e Martins l. Cristalização convencional de zeólitas e induzida por sementes. Química Nova, т. 37, pp. 1515-1524, 2014.
3. International zeolite association (IZA). Databases. Washington: 2020.
4. Kargin A., Baev V., Mashkin N. and Uglyanica A. Fly ash: Perspective resource for geo-polymer materials production. American Institute of Physics, 2016.
5. Карташов К. К. Модернизация котла при переходе да другой тип угля. Томск: Наук, 2017. 96 с.
6. Fernandes Coriolano A. C. et al. Aplicações ambientais de zeólitas na indústria do petróleo. pp. 9-18, 2015.
7. Petkowicz D. I. Zeólitas sintetizadas como fontes alternativas de silício e alumínio. Aplicação em fotocatálise. Dissertação. Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2009. 124 f.

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РЕАКЦИЙ ПРОЦЕССА ГИДРООЧИСТКИ ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ

Самойлов Е.Р.[1], Афанасьева Д.А.[1], Калиев Т.А.[1,2]

Научный руководитель - профессор Е.Н. Ивашкина[1]

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

[2]ТОО «Павлодарский нефтехимический завод», Казахстан, г. Павлодар

Гидроочистка вакуумного газойля является важной частью нефтепереработки и тесно связана с другим процессом – каталитическим крекингом. Так как в каталитическом крекинге непосредственно получаются топливные фракции, важно чтобы качество состава продуктов оставалось на высоком уровне. Для этого и необходим процесс гидропереработки, с помощью которого происходит очистка сырья от соединений, содержащих гетероатомы.

Для того, чтобы управлять химико-технологическими процессами разрабатываются и внедряются в управление производством математические модели. Создание математической модели основывается в первую

очередь на проведении кинетического и термодинамического анализов, протекающих в процессе химической реакции

Ранее был произведен термодинамический анализ гидроочистки вакуумного газойля, где рассматривались химические реакции гидрирования серо- и азотсодержащих соединений состава С15 [2]. Настоящая работа направлена на определение термодинамических параметров реакций, протекающих в промышленном процессе гидроочистки вакуумного дистиллята с участием более высококипящих углеводородов.

Целью данной работы является установление термодинамических закономерностей процесса гидроочистки вакуумного газойля на основе расчета основных параметров реакций с участием углеводородов ряда C_{28} и C_{40}, содержащих гетероатомы.

Для достижения поставленной цели необходимо проанализировать химизм процесса гидропереработки и установить физико-химические закономерности химических реакций гидроочистки.

В результате анализа литературных данных выяснилось, что основную массу серо- и азотсодержащих соединений вакуумного газойля представляют бензотиофен, дибензотиофен, пиридин, хинолин и акридин. Именно для этих соединений был проведен расчет термодинамических параметров, с помощью которых можно судить о возможности протекания химических реакций в условиях проведения промышленного процесса гидроочистки.

Расчет термодинамических параметров проводился в программе Gaussian, которая реализует метод DFT – Density Functional Theory [2]. Результаты квантово-химических расчетов приведены в таблице.

Энергии Гиббса реакции гидрирования пиридина до соответствующего алкана состава C_{28} составляет -131,77 кДж/моль, а для C_{40} - -132,75 кДж/моль. Гидрирование хинолина происходит с получением этилбензола с энергией Гиббса у C_{28} составляет -73,07 кДж/моль, у C_{40} - -76,52 кДж/моль. Восстановление акридина водородом до дифенила состава C_{28} с энергией Гиббса -53,32 кДж/моль, а состава C_{40} с энергией Гиббса -63,65.

По полученным данным изменения энергии Гиббса можно сделать вывод о снижении реакционной способности углеводородов с более сложной структурой. Полученная тенденция полностью коррелируется с литературным данными по гидроочистке вакуумного газойля [1,3].

Таблица 1

Значения термодинамических параметров реакции гидрирования серо- и азотсодержащих соединений (при 350 С˚ и 4 МПа)

Группа сернистых и азотистых соединений	Химические реакции	Δ*H*, кДж/моль	Δ*G*, кДж/моль
Бензотиофен	$C_{28}H_{46}S+3H_2 \rightarrow C_{28}H_{50}+H_2S$	-188,78	-109,34
	$C_{40}H_{70}S+3H_2 \rightarrow C_{40}H_{74}+H_2S$	-190,80	-112,56
Дибензотиофен	$C_{28}H_{40}S+2H_2 \rightarrow C_{28}H_{42}+H_2S$	-69,84	-46,25
	$C_{40}H_{64}S+2H_2 \rightarrow C_{40}H_{66}+H_2S$	-71,28	-43,15
Пиридин	$C_{28}H_{51}N+5H_2 \rightarrow C_{28}H_{58}+NH_3$	-329,49	-131,77
	$C_{40}H_{75}N+5H_2 \rightarrow C_{40}H_{82}+NH_3$	-329,61	-132,75
Хинолин	$C_{28}H_{45}N+4H_2 \rightarrow C_{28}H_{50}+NH_3$	-214,33	-73,07
	$C_{40}H_{69}N+4H_2 \rightarrow C_{40}H_{74}+NH_3$	-215,89	-76,52
Акридин	$C_{28}H_{39}N+3H_2 \rightarrow C_{28}H_{42}+NH_3$	-129,03	-53,32
	$C_{40}H_{63}N+3H_2 \rightarrow C_{40}H_{66}+NH_3$	-137,55	-63,65

Таким образом, в рамках данной работы были определенны группы гетеросоединений в высококипящих фракциях вакуумного газойля, которые были заложены в схему превращений реакции гидроочистки. Также была проведена оценка их реакционной способности с использованием квантово-химических методов расчета.

Литература

1. Анчита Х. Переработка тяжелых нефтей и нефтяных остатков. Гидрогенизационные процессы / Х. Анчита, Дж. Спейт. Под редакцией О.Ф. Глаголевой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2012. – 384с.
2. Афанасьева Д.А. Термодинамический анализ реакций серосодержащих соединений в процессе гидроочистки вакуумного газойля/ Д.А. Афанасьева, Н.И. Кривцова, Т.А. Калиев// Сборник материалов конференции Химия и химическая технология в XXI веке. – 2020. – с. 343-344.
3. Новый справочник химика и технолога. Сырье и продукты промышленности органических и неорганических веществ. Ч. I . – СПб.: Изд во НПО «Профессионал», 2002. – 988 с.

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА СУЛЬФИРОВАНИЯ ЛИНЕЙНЫХ АЛКИЛБЕНЗОЛОВ В ПЛЕНОЧНОМ РЕАКТОРЕ

Сладков Д.Ю., Солопова А.А., Долганов И.М.
Научный руководитель - доцент И.М. Долганов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Алкилбензолсульфокислота является ценным промежуточным нефтехимическим сырьем, получаемым сульфированием линейных алкилбензолов, и преимущественно используется для получения алкилбензолсульфонатов (в основном натрия и кальция), которые применяются в производстве множества синтетических моющих средств и промышленных поверхностно-активных веществ. Они получили широкое распространение благодаря хорошей первичной биоразлагаемости и неспособностью к биоаккумуляции.

В настоящее время наиболее технологичными реакторами, в которых получают алкилбензолсульфокислоту, являются многотрубчатые пленочные реакторы. Специфика таких ректоров и самого процесса сульфирования не позволяют применять существующие моделирующие системы. Принципиальное отличие данной математической модели от ранее разработанных – учет процесса массопереноса SO_3 из газовой фазы в жидкую фазу реакционной смеси.

Целью настоящей работы является разработка математической модели процесса сульфирования линейных алкилбензолов в многотрубчатом пленочном реакторе.

При разработке модели были сделаны следующие допущения: исследуемый процесс соответствует режиму идеального вытеснения, отсутствует массоперенос веществ из жидкой фазы в газовую, процесс протекает исключительно в ламинарном режиме течения пленки, не происходит каплеунос жидкой фазы газовоздушной смесью. Данная математическая модель позволяет количественно оценить влияние исходных параметров в системе на скорость превращения исходного вещества и перенос SO_3 в жидкую фазу, и может быть описана следующим образом:

$$
\begin{cases}
u_{\text{газ}}\dfrac{\partial C_{SO3}^{\text{газ}}}{\partial l} = -\dfrac{\beta F \Delta C}{V_{\text{газ}}} \\
u_{\text{жид}}\dfrac{\partial C_{SO3}^{\text{жид}}}{\partial l} = -k_0 a_0 C_{\text{ЛАБ}} C_{SO_3} - k_2 a_2 C_{\text{АБСК}} {C_{SO_3}}^2 - 2k_3 a_3 C_{\text{ЛАБ}} {C_{SO_3}}^2 - 2k_6 a_6 C_{\text{непредЛАБ}} C_{SO_3} + \dfrac{\beta F \Delta C}{V_{\text{жид}}} \\
u_{\text{жид}}\dfrac{\partial C_{\text{ЛАБ}}}{\partial l} = -k_0 a_0 C_{\text{ЛАБ}} C_{SO_3} - k_1 a_1 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{АБСК}} - k_2 a_2 C_{\text{АБСК}} {C_{SO_3}}^2 - k_3 a_3 C_{\text{ЛАБ}} {C_{SO_3}}^2 - k_4 a_4 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{ПСК}} + k_7 a_7 C_{\text{неСульф}} C_{H2O} \\
u_{\text{жид}}\dfrac{\partial C_{\text{АБСК}}}{\partial l} = k_0 a_0 C_{\text{ЛАБ}} C_{SO_3} - k_1 a_1 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{АБСК}} - 2k_2 a_2 C_{\text{АБСК}} {C_{SO_3}}^2 + k_5 a_5 C_{\text{ангАБСК}} C_{H2O} + k_7 a_7 C_{\text{неСульф}} C_{H2O} \\
u_{\text{жид}}\dfrac{\partial C_{\text{ПСК}}}{\partial l} = k_3 a_3 C_{\text{ЛАБ}} {C_{SO_3}}^2 - k_4 a_4 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{ПСК}} \\
u_{\text{жид}}\dfrac{\partial C_{\text{ангАБСК}}}{\partial l} = k_2 a_2 C_{\text{АБСК}} {C_{SO_3}}^2 - k_5 a_5 C_{\text{ангАБСК}} C_{H2O} \\
u_{\text{жид}}\dfrac{\partial C_{\text{неСульф}}}{\partial l} = k_1 a_1 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{АБСК}} + k_6 a_6 C_{\text{непредЛАБ}} C_{SO_3} - k_7 a_7 C_{\text{неСульф}} C_{H2O} \\
u_{\text{жид}}\dfrac{\partial C_{H2O}}{\partial l} = k_2 a_2 C_{\text{АБСК}} {C_{SO_3}}^2 - k_5 a_5 C_{\text{ангАБСК}} C_{H2O} - k_7 a_7 C_{\text{неСульф}} C_{H2O} \\
u_{\text{жид}}\dfrac{\partial C_{H2SO4}}{\partial l} = k_2 a_2 C_{\text{АБСК}} {C_{SO_3}}^2 \\
u_{\text{жид}}\dfrac{\partial C_{\text{непредЛАБ}}}{\partial l} = -k_6 a_6 C_{\text{непредЛАБ}} C_{SO_3} \\
u_{\text{жид}}\dfrac{\partial T}{\partial l} = \dfrac{1}{C_p}(Q_0 k_0 a_0 C_{\text{ЛАБ}} C_{SO_3} + Q_1 k_1 a_1 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{АБСК}} + Q_2 k_2 a_2 C_{\text{АБСК}} {C_{SO_3}}^2 + Q_3 k_3 a_3 C_{\text{ЛАБ}} {C_{SO_3}}^2 \\
\quad + Q_4 k_4 a_4 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{ПСК}} + Q_5 k_5 a_5 C_{\text{ангАБСК}} C_{H2O} + Q_6 k_6 a_6 C_{\text{непредЛАБ}} C_{SO_3} + Q_7 k_7 a_7 C_{\text{неСульф}} C_{H2O}) \\
l = 0, C_i = C_i^{in}, T = T^{in}
\end{cases}
$$

Где: T – температура, К; C_i – концентрация i-го компонента, моль/м^3; k_i – константа скорости i-ой реакции; a_i – активность реакционной среды; β – коэффициент массоотдачи, м/с; F – поверхность контакта фаз, м^2; ΔC – движущая сила массопереноса SO_3, моль/м^3; $V_{жид}$ – объем жидкой фазы реакционной среды, м^3; $V_{газ}$ – объем газовой фазы реакционной среды, м^3; $u_{\text{газ}}$ – линейная скорость газовой фазы, м/с; $u_{\text{жид}}$ – линейная скорость жидкой фазы, м/с; l – координата по длине трубки реактора, м; C_p – теплоемкость реакционной среды, Дж/К; Q_i – тепловой эффект i-й реакции, Дж/моль. 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; непредЛАБ – остаточный линейный алкилбензол с углеводородным радикалом C_{10} – C_{13}; несульфированные соединения – сульфоны и тетралины.

Коэффициент массопереноса SO3 из газовой фазы в жидкую рассчитывается по уравнению [1]:

$$\beta = 0{,}127 * \text{Re}_{\text{пл}}^{0{,}58} * \omega_{\text{г}} * \left(\frac{D}{H}\right)^{0.66}$$

Где: D – диаметр трубки реактора, м; H – высота трубки реактора, м; $Re_{пл}$ – критерий Рейнольдса для стекающей пленки жидкости.

Активность реакционной среды находится как [2]:

$$a_j = e^{-\alpha C_{v.c.}}, \text{ при } l = 0, C_{v.c.} = 0,\ \alpha = 1,\ a_j = 1$$

На основании разработанной математической модели было исследовано влияние концентрации SO_3 в газовоздушной смеси и давления в реакторе на степень превращения ЛАБ. При рассмотрении влияния давления варьировалось входное давление в реакторе, перепад давления между входом и выходом при этом оставался постоянным и составлял 20 кПа.

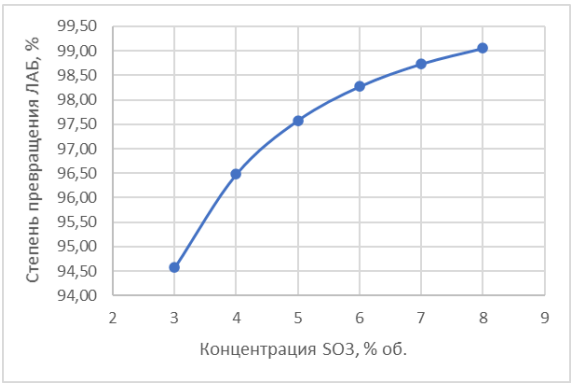


Рис. 1 Влияние концентрации SO_3 в газовоздушной смеси на степень превращения линейных алкилбензолов

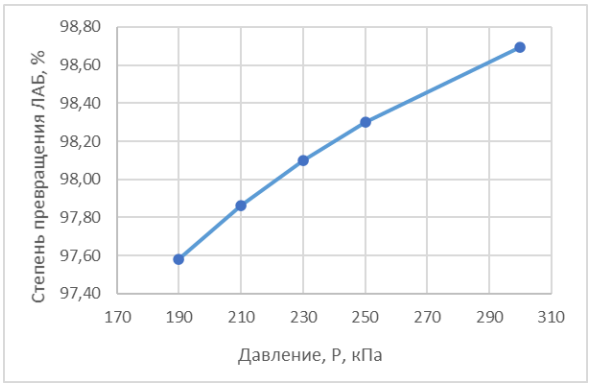


Рис. 2 Давления в реакционной среде на степень превращения линейных алкилбензолов

Таким образом, при увеличении концентрации SO_3 в газовоздушной смеси увеличивается степень превращения линейных алкилбензолов, так как увеличивается движущая сила процесса массопереноса вещества в жидкую фазу. Также при увеличении давления степень превращения растет, что обусловлено уменьшением линейной скорости газа при одинаковом расходе. Разности концентраций SO_3 в жидкой и газовой фазе в этом случае растет большей степени, чем снижается коэффициент массопереноса.

Разработанная математическая модель позволяет количественно и качественно прогнозировать влияние различных параметров системы на выход целевых и побочных продуктов в процессе сульфирования линейных алкилбензолов

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ № 20-38-90103

Литература

1. Соколов В.Н. Газожидкостные реакторы [Текст] / Соколов В.Н., Доманский И.В. – Л.: «Машиностроение», 1976. 216 с.
2. Dolganov I.M. Alkylaromatics in Detergents Manufacture: Modeling and Optimizing Linear Alkylbenzene Sulfonation [Text] / Dolganova I.O., Dolganov I.M., Ivanchina E.D., Ivashkina E.N. // Journal of Surfactants and Detergents, 2018 – V.21.– No1.– P.175–184.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СОСТАВА ПРОДУКТОВ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА УСТАНОВКИ КТ-1/1 С ПРИМЕНЕНИЕМ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ ПРОГРАММЫ

Солдатов В.К., Назарова Г.Ю.
Научный руководитель - профессор Е.Н. Ивашкина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Среди процессов переработки нефтяного сырья важную роль занимает процесс каталитического крекинга, позволяющий дополнительно получать до 50 % (от перерабатываемого сырья) бензина с высоким октановым числом, а также газ, насыщенный пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракциями. Параллельно с этим, в процессе происходит образование кокса, который приводит к обратимой дезактивации катализатора крекинга, что негативно сказывается на эффективности процесса. В свою очередь, кокс необходим для поддержания теплового баланса системы «реактор-регенератор», т.к. в процессе регенерации катализатора путем выжигания кокса с поверхности катализатора выделяется большое количество тепла. Поэтому, с одной стороны, необходимо уменьшить количество кокса, образующегося на поверхности катализатора, обеспечив при этом тепловой баланс системы.

Качество и выход продуктовых потоков с установки каталитического крекинга определяется групповым составом сырья, свойствами катализатора, технологическими параметрами работы установки и др. Метод математического моделирования является одним из способов повышения эффективности процессов переработки

углеводородного сырья, а также позволяет проводить исследования без использования установок, функционирующих на производстве.

Цель работы заключается в установлении влияния состава сырья процесса каталитического крекинга на выход основных продуктов крекинга: высокооктанового бензина, жирного газа и кокса с использованием математической модели процесса.

В работе представлены результаты расчетов по оценке влияния состава сырьевых потоков на выход продуктов каталитического крекинга, а также на октановое число бензиновой фракции с применением математической модели, разработанной на основании формализованной схемы превращений углеводородов [1].

Параметры технологического процесса работы реакторного блока каталитического крекинга, использованные в качестве исходных данных для расчетов в программе представлены в таблице 1. В таблице 2 представлены 8 составов сырьевых потоков, которые использовались для проведения расчетов по влиянию состава сырья в моделирующей программе.

Таблица 1

Основные параметры технологического режима реакторного блока установки каталитического крекинга

Параметры процесса	Значение
Расход сырья на установку	189,1 м^3/ч
Температура сырья на входе	297,6 °С
Суммарный расход пара на установку	9520 кг/ч
Температура пара	328,5 °С
Расход шлама	19,2 м^3/ч
Температура шлама	310,2 °С
Температура регенерированного катализатора	661,4 °С
Давление	1,3 кгс/см^2
Кратность циркуляции	9,20

Таблица 2

Групповой состав сырья процесса каталитического крекинга (экспериментальные данные)

Сырьевые потоки	Содержание % мас.		
	Ароматические УВ	Насыщенные УВ	Смолы
1	40,46	56,80	2,73
2	39,70	57,70	2,60
3	36,61	58,95	4,44
4	35,46	59,79	4,75
5	35,40	61,60	3,00
6	33,47	63,89	2,64
7	30,24	66,83	2,93
8	23,31	73,13	3,56

Применение математической модели показало, что изменение состава сырья в значительной степени влияет на показатели процесса каталитического крекинга. Так, выход бензиновой фракции и жирного газа выше для потоков с большим содержанием насыщенных углеводородов в своем составе и относительно невысоким содержанием смол. К примеру, для первого потока расход бензиновой фракции составил 1744,93 м^3/ч при исходном содержании предельных углеводородов равном 56,8 % мас., а для потока 7, где содержание насыщенных углеводородов составляет 66,83 % мас., расход бензиновой фракции увеличился до 1762,1 м^3/ч.

В свою очередь, высокое содержание смол ведет к уменьшению выходов основных продуктов каталитического крекинга (рисунок 1).

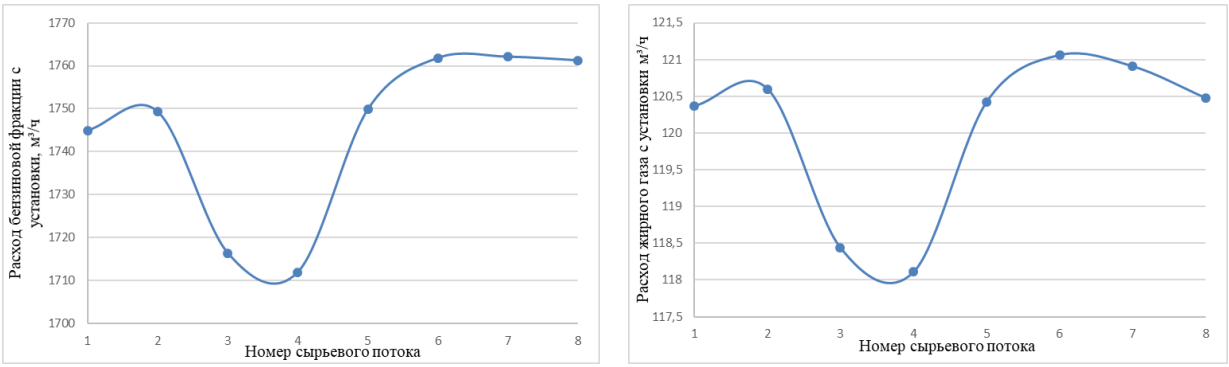


Рис. 1 Зависимость расходов бензиновой фракции и жирного газа с установки от состава перерабатываемого сырья

Минимальные значения расходов для данных продуктов (1716,41 м^3/ч и 1711,92 м^3/ч для бензиновой фракции, 118,44 м^3/ч и 118,11 м^3/ч для жирного газа) соответствуют сырьевым потокам 3 и 4, в составе которых наибольшее содержание смол.

Также с ростом содержания в сырье крекинга смол происходит увеличение содержания кокса, как это видно на рисунке 2.

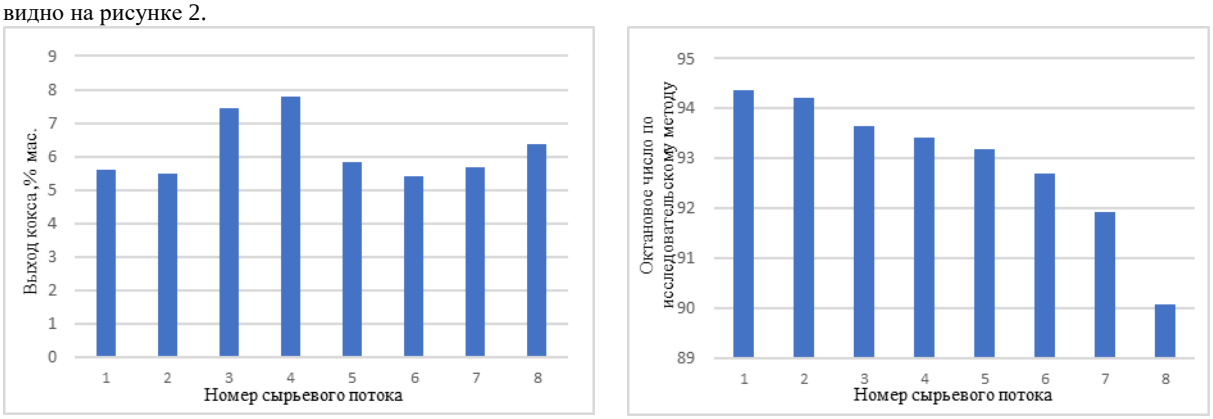


Рис. 2 Зависимость выхода кокса и октанового числа бензиновой фракции от состава перерабатываемого сырья

Наибольшие значения выхода кокса соответствуют потокам 3 и 4 (7,45 % мас. и 7,78 % мас.), в составе которых наблюдается самое большое содержание смол из имеющихся потоков (4,44 % мас. и 4,75 % мас. соответственно).

Ввиду высокого значения ОЧ у ароматических углеводородов октановое число бензина каталитического крекинга зависит от содержания ароматических углеводородов.

Так, для сырьевых потоков (от 1 до 8), наблюдается уменьшение содержания ароматических углеводородов в их составе, а, следовательно, и уменьшение содержания ароматических углеводородов в полученном бензине, что приводит к уменьшению октанового числа в смеси (рисунок 2).

Таким образом, применение моделирующей программы реактора каталитического крекинга позволяет прогнозировать выход и качество продуктов процесса в зависимости от состава сырья и технологического режима процесса. Исследование влияния данных параметров на производительность реакторно-регенераторного блока и качество получаемых продуктов позволит оптимизировать работу промышленной установки каталитического крекинга.

Работа выполнена при поддержке гранта РНФ № 19-71-10015 «Фундаментальные математические модели процессов переработки нефтяного сырья в высокооктановые бензины и дизельное топливо».

Литература

1. Разработка формализованной схемы превращений углеводородов в процессе каталитического крекинга для прогнозирования индивидуального состава газов / Г. Ю. Назарова, Е. Н. Ивашкина, А. А. Орешина [и др.] // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства материалы 10-й Международной научно-технической конференции, Омск, 26-29 февраля 2020: / Омский государственный технический университет (ОмГТУ), Нефтехимический институт (НХИ). — Омск: Изд-во ОмГТУ, 2020. — [С. 43-44]

ИССЛЕДОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ АЛКИЛБЕНЗОЛСУЛЬФОКИСЛОТЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Солопова А.А., Долганова И.О., Долганов И.М.

Научный руководитель – научный сотрудник И.О. Долганова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Высокий мировой спрос на безопасные и эффективные моющие средства способствует развитию технологий биоразлагаемых анионных поверхностно-активных веществ. Алкилбензолсульфокислота – базовый компонент для таких поверхностно-активных веществ. Алкилбензолсульфокислоту получают путем сульфирования серным ангидридом тонкой пленки линейного алкилбензола с длиной боковой цепи преимущественно 10-13 атомов углерода. Наиболее эффективными на данный момент являются многотрубные пленочные реакторы. Реакция сульфирования экзотермична, охлаждение осуществляется путем подачи воды в межтрубное пространство. Повышение температуры в реакционной зоне приводит к протеканию побочных реакций, в ходе которых образуются вязкие тетралины и сульфоны [3], оседающие на внутренних стенках реакционных труб и снижающие качество конечного продукта. Для удаления побочных продуктов необходимо периодически осуществлять остановку реактора и промывать реакционные трубки водой.

Применение математического моделирования для подбора оптимальных технологических параметров позволяет увеличивать продолжительность непрерывной работы реактора без ухудшения качества конечных продуктов [4]. В настоящее время известны различные варианты математических моделей для пленочных реакторов сульфирования линейного алкилбензола. Ранние модели предполагали турбулентное движение в жидкой и газовой фазах, а также отсутствие уноса капель жидкости газовой фазой или же захвата пузырьков газа жидкостью. Позднее были предложены модели, предполагающие ламинарное течение жидкой фазы, дополненные допущениями о диффузии газа в жидкость, а также адсорбции SO_3 жидкой фазой.

В данной работе представлены результаты расчетов с применением разработанной математической модели, основанной на следующих предположениях: режим идеального вытеснения, пленка жидкости располагается по всей поверхности труб и симметрична относительно оси реактора, снижение скорости реакции происходит за счет образования вязкого компонента [2].

Проведенные расчеты на основе экспериментальных данных [1] показали, что среднеквадратическое отклонение расчётных данных от экспериментальных не превышает $\sigma_{ASA} = 0{,}55$ для алкилбензолсульфокислоты и $\sigma_{H_2SO_4} = 0{,}15$ для серной кислоты, соответственно модель адекватно описывает процесс, и может быть использована для дальнейших расчетов.

Мониторинг работы установки сульфирования

В первую очередь был проведен мониторинг работы установки сульфирования линейного алкилбензола. В результате расчётов на математической модели были получены динамики изменения концентрации алкилбензолсульфокислоты и серной кислоты в течении двух межпромывочных циклов (рис. 1-2).

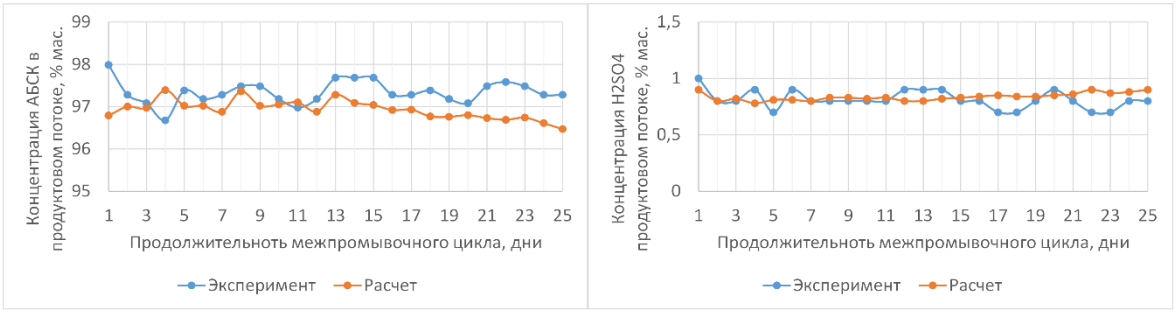


Рис. 1 Изменение экспериментальной и расчётной концентрации алкилбензолсульфокислоты и H2SO4 в течение межпромывочного цикла 27.12.2019 – 25.01.2020

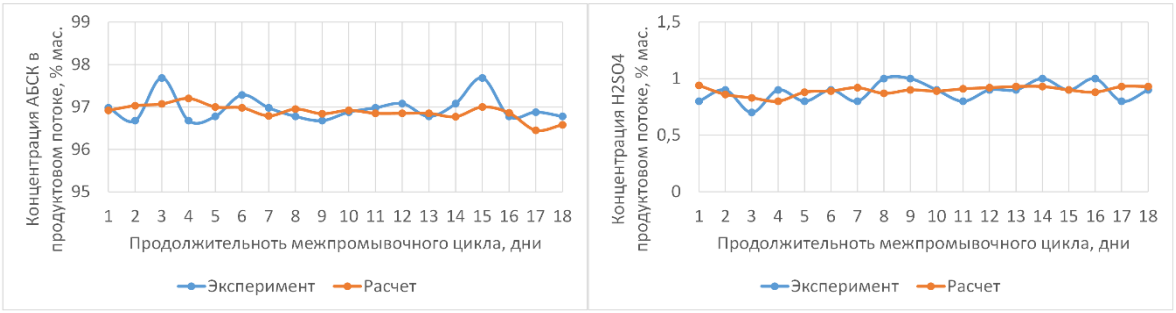


Рис. 2 Изменение экспериментальной и расчётной концентрации алкилбензолсульфокислоты и H2SO4 в течение межпромывочного цикла 03.04.2020 – 20.04.2020

Установление влияния содержания ароматических углеводородов в потоке линейных алкилбензолов на массовую долю алкилбензолсульфокислоты в продуктовом потоке и оптимальный расход серы, подаваемой на сжигание.

К важным достоинствам математической модели относится то, что она позволяет рассчитывать показатели качества продуктового потока в зависимости от концентрации ароматических соединений в сырье сульфирования.

Проведение расчетов на математической модели позволило установить влияние содержания ароматических углеводородов в сырье на массовую долю алкилбензолсульфокислоты в продуктовом потоке и оптимальный расход серы, подаваемой на сжигание в печи для получения газовой смеси серного ангидрида и воздуха, используемой для сульфирования линейного алкилбензола. Рассчитанные оптимальные расходы сжигаемой серы и выход алкилбензолсульфокислоты при разной концентрации ароматических углеводородов в сырье представлены на рисунке 3.

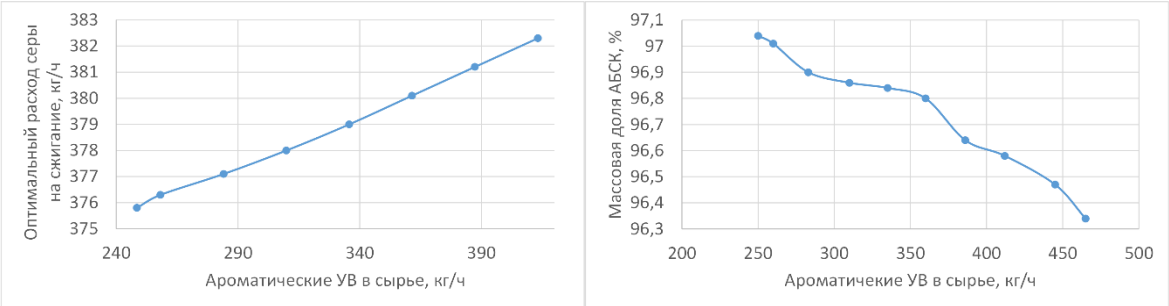


Рис. 3 Зависимость выхода алкилбензолсульфокислоты и оптимального расхода сжигаемой серы от содержания ароматических углеводородов в сырье

Таким образом, можно сделать вывод, что увеличение содержания ароматических соединений в сырье приводит к снижению выхода целевого продукта и увеличению оптимального расхода сжигаемой серы. Согласно расчётам, проведённым с использованием математической модели, было установлено, что алкилбензолсульфокислота максимальной концентрации – 97% масс. была получена из сырья с концентрацией ароматических веществ, поступающих в реактор сульфирования с линейным алкилбензолом, не превышающих 5,9% масс. Согласно проведённым расчётам, при возрастании концентрации ароматических соединений в сырье необходимо увеличивать расход сжигаемой серы.

Таким образом, применение математических моделей для контроля и оптимизации процесса производства алкилбензолсульфокислоты позволяет увеличить продолжительность непрерывной работы реактора, сократить издержки на проведение промывок, увеличить выход алкилбензолсульфокислоты в продуктовом потоке и оптимизировать весь многостадийный процесс.

Работа выполнена в рамках проекта РНФ 19-73-00029.

Литература

1. Optimal design of the film sulfonation reactor in linear alkylbenzene sulfonic acid manufacturing technology [Text] / I. M. Dolganov, M. A. Pasyukova, A. A. Solopova, A. A. Bunaev, E. D. Ivanchina // B: Petroleum and Coal. – 2020. – V. 62, № 1. – P. 35-40.
2. Linear Alkylbenzenes Sulfonation: Design of Film Reactor and its Influence on the Formation of Deactivating components [Text] / E. D. Ivanchina, E. N. Ivashkina, I. O. Dolganova, I. M. Dolganov, A. A. Solopova, M. A. Pasyukova // Journal of Surfactants and Detergents. – 2020 – Vol. 23, №. 6. – P. 1007-1015.
3. Molever, K. Monitoring the Linear Alkylbenzene Sulfonation Process Using High-Temperature Gas Chromatography [Text] / K. Molever // Journal of Surfactants and Detergents. – 2015. – V. 8, no.2 – P. 199–202.
4. Влияние конструкционных и технологических параметров пленочного реактора сульфирования линейного алкилбензола на скорость образования побочных продуктов с применением метода математического моделирования [Текст] / Э. Д. Иванчина, Е. Н. Ивашкина, И. М. Долганов, А. А. Солопова, И.О. Долганова, М. А. Пасюкова // Мир нефтепродуктов. – 2020. – № 2. – С. 42-49.

ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТА СОВМЕСТНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НА ЦЕОЛИТНОМ КАТАЛИЗАТОРЕ ДИЗЕЛЬНОЙ ФРАКЦИИ И РАСТИТЕЛЬНОГО МАСЛА

Соснина Д.В., Алтынов А.А.

Научный руководитель - инженер А.А. Алтынов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Увеличение потребления моторных топлив и, как следствие, развитие процессов нефтепереработки сопровождается постоянным ужесточением экологических требований, предъявляемых к качествутоварных нефтепродуктов. Соответствие данным требованиям влечет за собой большие как капитальные, так и эксплуатационные затраты [2, 3]. Все это приводит к необходимости поиска новых возобновляемых и экологически чистых источников топлива.

В настоящее время для получения низкозастывающих дизельных топлив активно применяется процесс каталитической депарафинизации, который основан на удалении парафиновых углеводородов из нефтепродуктов избирательным гидрокрекингом на металл-цеолитныхкатализаторах [2, 3]. Однако процесс каталитической депарафинизации дизельного топлива не позволяет решить все существующие проблемы, связанные с экологическими требованиями.

Решением существующих проблем может стать совместная переработка смесей растительных масел с прямогонным дизельным топливом [1]. Данную переработкувозможно реализовать на каталитических установках, уже имеющихся на предприятиях.

Таким образом, цель настоящей работы заключается в исследовании характеристик продукта совместной переработки на цеолитном катализаторе прямогонной дизельной фракции и растительного масла.

В ходе исследования на лабораторной каталитической установке «CATACON» (рис. 1) был реализован процесс переработки прямогонного нефтяного дизельного топлива (ДТ) и смеси прямогонного нефтяного дизельного топлива и подсолнечного масла, с содержанием подсолнечного масла в смеси 10 % об. (ДТ + ПМ 10 %).

Процесс переработки проводился на цеолитном катализаторе структурного типа ZSM-5, марки КН-30, предоставленном Новосибирским заводом химконцентратов. Условия процесса представлены в таблице 1.

Таблица 1

Технологические параметры процесса

Параметр	Температура, °С	Давление, МПа	Расход сырья, мл/мин
ДТ	375	0,35	0,5
ДТ + ПМ 10 %			

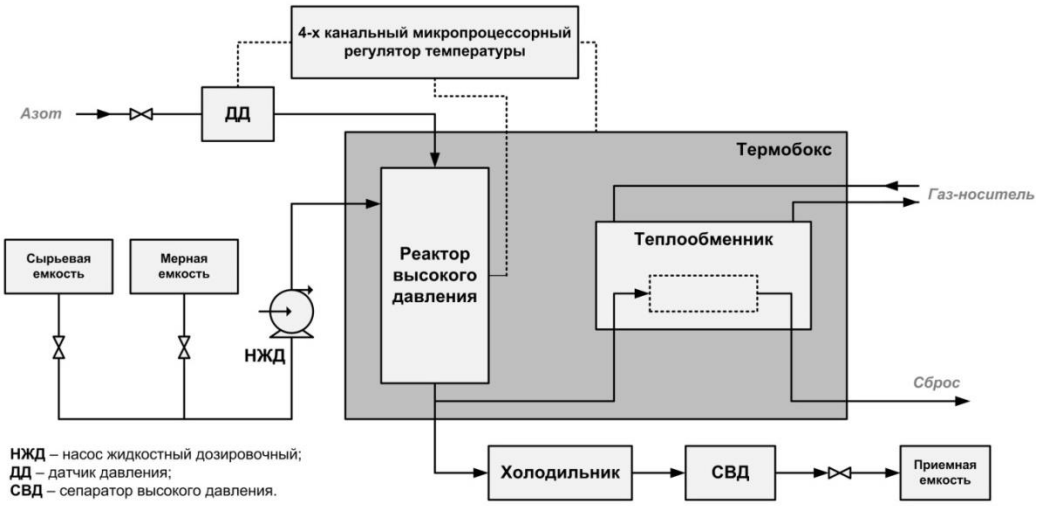


Рис. 1 Схема установки «CATACON»

В процессе переработки на каталитической установке сырьевая жидкость подается на дозировочный насос, который осуществляет подачу сырья в прямоточный реактор. Помимо сырья в реактор также подается азот для поддержания заданного условиями процесса давления. Полученные продукты поступают в блок разделения, состоящий из прямоточного холодильника и сепаратора высокого давления. После разделения в сепараторе высокого давления, жидкие продукты отбираются в приемную емкость, газовые продукты отводятся в систему аналитического контроля.

Для определения целесообразности добавления подсолнечного масла к прямогонному дизельному топливу были определены физико-химические (кинематическая (ν) и динамическая (μ) вязкости, плотность (ρ)) и низкотемпературные характеристики (температура помутнения ($T_п$), предельная температура фильтруемости (ПТФ), температура застывания ($T_з$)) сырья и продуктов переработки.

Результаты определения физико-химических и низкотемпературных свойств исходного сырья представлены в таблице 2. Результаты определения физико-химических и низкотемпературных свойств полученных продуктов переработки на каталитической установке представлены в таблице 3.

Таблица 2

Физико-химические и низкотемпературные свойства сырья

Свойство	ДТ	ДТ + ПМ 10 %
μпри 20 °С, мПа·с	2,577	3,609
ν при 20 °С, мм^2/с	3,149	4,358
ρ при 15 °С, кг/м^3	822,0	831,7
$T_п$, °С	0	0
ПТФ, °С	0	1
$T_з$, °С	-11	-10

Результаты определения физико-химических свойств сырья, представленные в таблице 2, показывают, что добавление к дизельному топливу 10 % об. подсолнечного масла приводит к ухудшению его свойств (увеличению плотности и вязкости). Это связано с тем, что чистое растительное масло обладает высокими показателями вязкости и плотности, так как содержит в своем составе высокомолекулярные жирные кислоты. Также, можно видеть, что при добавлении подсолнечного масла ухудшаются низкотемпературные свойства смеси по сравнению со свойствами чистого дизельного топлива.

По физико-химическим и низкотемпературным свойствам дизельное топливо не соответствует требованиям [4], предъявляемым для всех марок топлива.

Таблица 3

Физико-химические и низкотемпературные свойства продуктов переработки

Свойство	ДТ	ДТ + ПМ 10 %
μпри 20 °С, мПа·с	1,298	1,182
ν при 20 °С, мм^2/с	1,595	1,457
ρ при 15 °С, кг/м^3	818,2	815,0
$T_п$, °С	ниже -70	ниже -70
ПТФ, °С	ниже -70	-62
$T_з$, °С	ниже -70	ниже -70

Анализ результатов, представленных в таблице 3, показывает, что продукт переработки смеси дизельного топлива с содержанием 10 % об. подсолнечного масла характеризуется более низкими значениями плотности и вязкостипо сравнению с продуктами переработки чистого дизельного топлива. Полученные продукты по физико-химическим свойствам соответствует требованиям, предъявляемым [4] для арктической марки дизельного топлива.

Результаты определения низкотемпературных свойств (таблица 3) показывают, что оба продукта переработки не мутнеют и не застывают при температурах ниже -70 °С, однако предельная температура фильтруемости продукта переработки дизельного топлива ниже, чем продукта переработки смеси. Вместе с тем, продукт переработки смеси дизельного топлива с содержанием 10 % об. подсолнечного масла по предельной температуре фильтруемости соответствует требованиям, предъявляемым [4] для арктической марки дизельного топлива.

Также следует отметить, что по сравнению с исходным сырьем, физико-химические и низкотемпературные свойства продуктов переработки значительно улучшаются.

Таким образом, можно сделать вывод, что совместная переработка на цеолитном катализаторе прямогонной дизельной фракции и растительного масла является целесообразной, так как позволяет получать продукт, соответствующий требованиям [4] для арктической марки дизельного топлива, а также расширить сырьевой пул для производства низкозастывающих дизельных топлив за счет вовлечения растительных масел. Получаемый при этом продукт будет не только более экологичным, но и будет характеризоваться более низкими значениями вязкости и плотности, по сравнению с продуктом переработке чистого дизельного топлива.

Литература

1. Белозерцева Н.Е., Богданов И., Бальжанова А.Т., Торчакова О.М., Соснина Д.В., Белинская Н.С., Киргина М.В. Использование биодизеля в качестве смесевого компонента товарных дизельных топлив // Химия в интересах устойчивого развития. – 2020. – Т. 28. – № 2. – С. 131-140.
2. Бурюкин Ф.А., Косицына С.С., Савич С.А., Смирнова Е.В., Хандархаев С.В. Улучшение качества низкозастывающих дизельных топлив в процессе каталитической гидродепарафинизации. Известия Томского политехнического университета. Химия и химические технологии. – 2004. – Т. 325. № 3. – С. 14-22.
3. Китова М.В. Каталитическаядепарафинизация нефтяного сырья на новых катализаторах с получением экологически чистых дизельных топлив. Москва. – 2001. – 150 с.
4. ГОСТ 305-2013 Межгосударственный стандарт. Топливо дизельное. Технические условия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200107826.

ДИНАМИКА КОНВЕРСИИ ОТХОДОВ УГЛЕОБОГАЩЕНИЯ ПРИ ЭКСТРЕМАЛЬНОМ НАГРЕВЕ

Табурчинов Р.И.

Научный руководитель - научный сотрудник Р.И. Егоров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Постоянный рост энергопотребления обуславливает перманентную потребность в развитии технологий получения энергии [2,3]. Это, в свою очередь, заставляет ученых фокусироваться на решении двух ключевых задач: поисков новых топлив и новых технологий их эффективного использования. Однако, ограниченность запасов традиционных топлив требует расширения топливной базы экономики в том числе и за счет горючих отходов и ранее не востребованных видов ископаемого топлива (торфы, бурые угли и др.). Использование таких видов топлива (с низкой калорийностью и высокой зольностью) сопряжено с необходимостью разработки новых методик извлечения из них энергии. В силу низкой теплотворной способности, отработанные методы прямого сжигания и автотермической конверсии в синтез-газ оказываются малоэффективными и, таким образом, требуются дополнительные исследования в поисках более эффективных подходов [5,6]. Отработка новых способов получения высококалорийного синтез-газа из отходов позволят использовать их применительно к комбинированным парогазовым циклам производства тепловой и электрической энергии.

В данный момент в России производится порядка 20 млн тонн шламов и фильтр-кеков каменных углей в год [7], что с учетом накопленных залежей в отвалах обогатительных фабрик, позволяет рассчитывать на длительный период использования разработанных методов и подходов. Кроме обеспечения промышленности дешевым топливом можно рассчитывать на существенный экологический эффект за счет утилизации накопленных и производящихся отходов.

Существующие методы конверсии твердых ископаемых топлив опираются либо на тепловой эффект от сжигания некоторой части данных топлив, либо на использование попутного тепла различных технологических процессов [6]. Разрабатываемый же в данной работе метод газификации отходов под действием мощного светового потока позволяет рассчитывать на использование солнечного света в качестве источника тепла для утилизации отходов. Таким образом, можно существенно расширить объемы утилизации с параллельной выработкой синтез-газа, который может служить как энергетическим топливом, так и сырьем для химической промышленности.

В данной работе с помощью оригинальной математической модели исследуется процесс аллотермической газификации коксового остатка угля под действием сфокусированного видимого света (Рис. 1). Модель учитывает процессы испарения воды, окисления углерода, паро-углеродные реакции, а также реакции восстановления углекислого газа при высоких температурах. Основными задачами, решаемыми в данной работе, являются определение пороговых значений тепловых потоков, при которых запускается устойчивая газогенерация для различных режимов подвода тепла; оценка влияния влажности смеси на динамику процесса газификации, а также на состав ее продуктов; исследование динамики окисления топлива [1,4].

Нагрев порции топлива описывается уравнением теплопроводности для цилиндрического слоя с учетом нагрева поверхности в пятне фокусировки светового потока, а также внутреннего нагрева за счет тепловых эффектов химических реакций и фазовых переходов компонентов топлива.

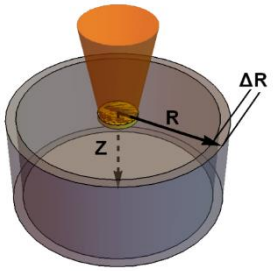
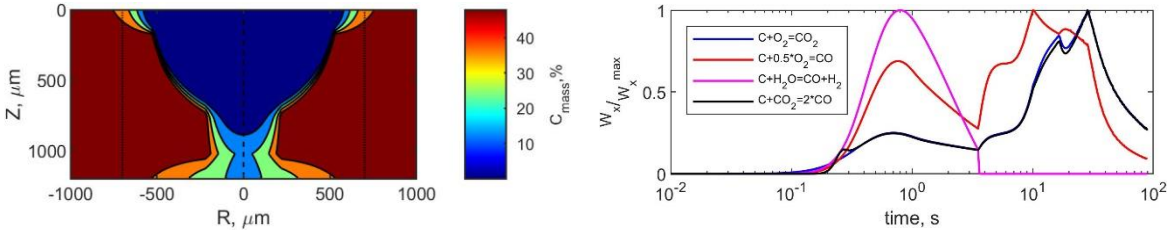


Рис. 1 Схема исследуемого процесса. На схеме показан (оранж.) конус светового потока, осуществляющий нагрев цилиндрической таблетки топлива (сер.) сверху

Динамику окисления углерода очень сложно непосредственно исследовать экспериментальным путем, потому она представляет особый интерес при анализе результатов моделирования. На Рис.2а показаны распределения концентрации не прореагировавшего углерода по объему порции топлива в момент прогара частицы топлива на всю глубину. Из рисунка можно сделать вывод, что вне границ освещенной зоны процесс газификации идет крайне слабо. Внутри зоны радиационного нагрева образуется каверна, где концентрация углерода падает до нуля. Радиус этой каверны быстро достигает радиуса освещенной области, далее каверна расширяется преимущественно вглубь. хотя ее объем растет со временем довольно медленно. Таким образом можно предположить, что по прошествии 30-40 с (время сквозного «прогара» частицы топлива) необходимо организовать смещение пятна нагрева или частицы топлива.

На Рис.2б показаны зависимости производительности различных каналов газогенерации от времени в течение полутора минут протекания газификации. Видно, что паро-углеродная реакция (3, Рис. 2б) отрабатывает в течение первых нескольких секунд и затем полностью затухает, что обусловлено полным высыханием топлива. Локальный максимум реакций полного и частичного окисления углерода, совпадающий с максимумом паро-углеродной реакции, обусловлены выгоранием прогретого приповерхностного слоя в границах пятна нагрева. Реакции окисления (1 и 2, Рис. 2б) и восстановления (4, Рис. 2б) углерода демонстрируют резкий рост производительности, связанный с затуханием эндотермической реакции (3, Рис. 2б).



а) б)

Рис. 2 Пространственное распределение содержания углерода (а) в момент времени t=30 с. Интегральная производительность (б) различных каналов газогенерации 1) $C+O_2=CO_2$ (W^{max}=53 мкг/с); 2) $C+0.5O_2=CO$ (W^{max}=74 мкг/с); 3) $C+H_2O=CO+H_2$ (W^{max}=43 мкг/с);4) $C+CO_2=2CO$ (W^{max}=34 мкг/с)

Тренд реакции восстановления углекислого газа (4, Рис. 2б) практически полностью повторяет форму кривой для реакции (1, Рис. 2б). Пик производительности реакции неполного окисления достигается чуть раньше, локальные максимумы объяснены вовлечением новых слоев топлива при прогреве частицы за счет внешнего радиационного нагрева и протекающих экзотермических реакций. Производительность реакций (1, 2, 3, Рис. 2б) после 30 с резко спадает, что соответствует времени прогорания частицы топлива на всю глубину. Т.е. можно сделать заключение, о бессмысленности длительных экспозиций при конверсии топливных смесей на основе фильтр-кека угля марки «Г» при отсутствии перемещения «пятна» нагрева по топливной частице. Возможно применение подачи пара в ходе процесса газификации может скорость конверсии топлива в синтез-газ, за счет увеличения времени действия паро-углеродной реакции.

В качестве оптимальной методики массовой конверсии отходов углеобогащения может служить нагрев тонкого (~0.7-1 мм) слоя топлива в течение 30-40 с с медленным сдвигом на половину размера светового пятна. Таким образом, можно добиться высокой полноты конверсии топлива вместе с достаточно высокой производительностью процесса.

Литература

1. Hashimoto N., Shirai H. Numerical simulation of sub-bituminous coal and bituminous coal mixed combustion employing tabulated-devolatilization-process model //Energy. – 2014. – Т. 71. – С. 399-413.
2. International Energy Outlook. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.eia.gov, свободный. – Загл. с экрана.
3. Newell R., Raimi D., Aldana G. Global Energy Outlook 2019: The next generation of energy //Resources for the Future. – 2019. – С. 8-19.
4. Vascellari M. et al. Simulation of entrained flow gasification with advanced coal conversion submodels. Part 1: Pyrolysis //Fuel. – 2013. – Т. 113. – С. 654-669.
5. Алешина, А. С. Сергеев В.В. Газификация твёрдого топлива: учеб. пособие. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. – 202 с.
6. Афанасьев В. В., Ковалев В. Г., Тарасов В. А. Анализ технологий газификации твердого топлива //Вестник Чувашского университета. – 2010. – Т. 3.
7. Таразанов, И.Г. Итоги работы угольной промышленности России за январь-декабрь 2018 года // Уголь. – 2019. – Т. 3. – С. 64-79

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ВВОДА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЙСТВИЯ ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКИ

Титаев К.М.

Научный руководитель - инженер-исследователь И.А. Богданов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изучение механизма действия низкотемпературных присадок и повышение эффективности их действия является одной из актуальнейших тем в области химмотологии на сегодняшний день.

Однако, при использовании депрессорных присадок не в промышленных масштабах, как правило, не учитывается температура смешения исследуемого образца с присадкой. В связи с чем, целью данной работы является исследование влияния температуры ввода на эффективность действия коммерческой депрессорной присадки.

Объектом исследования в работе выступили: образец прямогонного дизельного топлива (ДТ) и его смеси с депрессорными присадками, введёнными при различных температурах.

В работе были использованы две коммерческие присадки, представленные под шифрами А и Б. При приготовлении смесей присадки были использованы в концентрациях, рекомендованных производителями: 0,60 мл присадки А на 100 мл образца ДТ и 0,26 мл присадки Б на 100 мл образца ДТ.

Для установления влияния температуры ввода присадки в дизельное топливо на эффективность ее действия были приготовлены смеси ДТ с присадкой при температурах 25 °С и 50 °С.

Для приготовления смеси 100 мл образца ДТ наливали в плоскодонную колбу объёмом 200 мл., закрывали пробкой с термометром так, чтобы термометр был погружён в образец ДТ, но не касался стенок сосуда. Колбу помещали в жидкостный термостат и термостатировали в течении 30 минут до заданной температуры, периодически перемешивая. По истечению времени термостатирования в образец ДТ вводили депрессорную присадку и перемешивали, затем полученную смесь остужали до комнатной температуры и определяли её низкотемпературные свойства.

Температуру помутнения (*Т*п) определяли в соответствии с [3], предельную температуру фильтруемости (ПТФ) определяли согласно [1], температуру застывания (*Т*з) определяли согласно [2].

Низкотемпературные свойства образца ДТ с добавлением присадки А представлены на рисунке 1, низкотемпературные свойства образца ДТ с добавлением присадки Б представлены на рисунке 2.

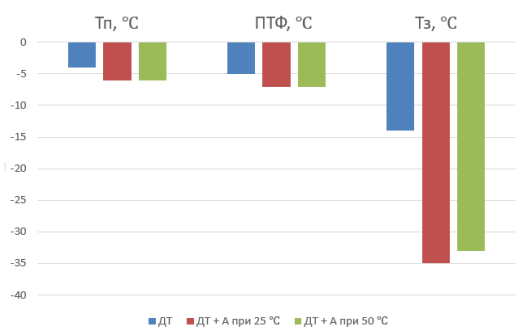


Рис. 1 Результаты определения низкотемпературных свойств исследуемого образца ДТ при добавлении присадки А

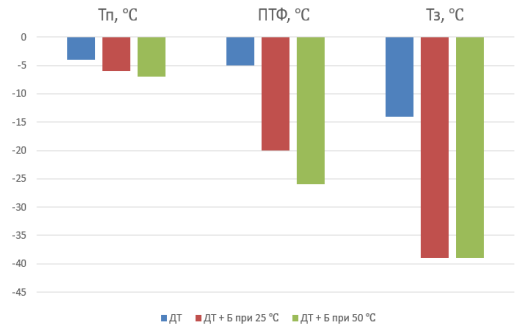


Рис. 2 Результаты определения низкотемпературных свойств исследуемого образца ДТ при добавлении присадки Б

Как видно из результатов, представленных на рисунке 1, добавление низкотемпературной присадки А к ДТ при обеих температурах введения незначительно снижает температуру помутнения и ПТФ (Δ 2 °С), но значительно снижает температуру застывания, при добавлении присадки при 25 и 50 °С на 21 и 19 °С соответственно, однако разница между температурами застывания смеси, полученной при различных температурах ввода присадки также незначительна и находится в области погрешности метода определения. Таким образом, для присадки А можно заключить, что изменение температуры ввода присадки не оказывает существенного влияния на эффективность её действия.

Добавление присадки Б при температурах 25 и 50 °С понизило температуру помутнения на 2 и 3 °С соответственно. ПТФ при добавлении присадки понизилась на 15 и 21 °С соответственно, при этом температура застывания в обоих случаях понизилась на 25 °С.

Таким образом в ходе лабораторных исследований, было установлено, что присадка А практически не влияет на температуру помутнения и ПТФ топлива независимо от температуры ввода, изменения лежат в пределах погрешности методов определения данных характеристик, однако присадка оказывает влияние на температуру застывания, но и в данном случае температура ввода не оказывает значительного влияния на эффективность присадки.

Присадка Б улучшает все три низкотемпературные характеристики исследуемого образца ДТ, однако разница температуры ввода присадки главным образом отразилась на ПТФ – введение присадки при 50 °С повышает эффективность действия присадки на 6 °С.

Литература

1. ГОСТ 22254-92 «Топливо дизельное. Метод определения предельной температуры фильтруемости на холодном фильтре». – Москва: Стандартинформ, 1992. – 16 с.
2. ГОСТ 20287-91«Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания». – Москва: Стандартинформ, 2006. – 9 с.
3. ГОСТ 5066-2018 «Топлива моторные. Методы определения температур помутнения, начала кристаллизации и замерзания». – Москва: Стандартинформ, 2019. – 14 с.

ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ БИОДИЗЕЛЯ В СМЕСИ С НЕФТЯНЫМ ДИЗЕЛЕМ НА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА ТОПЛИВА

Торчакова О.М., Белозерцева Н.Е.
Научный руководитель - аспирант Н.Е. Белозерцева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Потребление большого количества ископаемого топлива, а также сокращение площади лесов приводит к увеличению концентрации углекислого газа в атмосфере Земли. Эти факторы приводят к тому, что человечество вынуждено сокращать объемы потребления топлива из традиционного углеводородного сырья. Актуальным становится поиск альтернативных топлив из возобновляемых источников сырья. Технологии возобновляемой энергетики находят все большее применение во многих странах мира. Биодизельное топливо, или биодизель (БиоДТ), считается наиболее перспективным топливом для использования в дизельных двигателях внутреннего сгорания. Его основные преимущества заключаются в нетоксичности, биоразлагаемости и доступности сырья для получения.

Для многих регионов Российской Федерации, характеризующихся холодным климатом, низкотемпературные свойства топлива (температура помутнения ($T_П$), предельная температура фильтруемости (ПТФ) и температура застывания ($T_З$) [6]) являются наиболее важными характеристиками, так как определяют возможность его транспортировки, перекачки и применения.

На сегодняшний день БиоДТ наиболее часто используется в качестве компонента топлива в смеси с нефтяным дизельным топливом (ДТ), что не требует внесения изменений в конструкцию дизельного двигателя [7], но при этом приводит к существенному улучшению эксплуатационных и экологических свойств ДТ.

Сырьем для получения БиоДТ являются различные животные жиры и водоросли, но наибольшей популярностью пользуются растительные масла (подсолнечное, кукурузное, горчичное, льняное, хлопковое, рапсовое и др.), которые подвергаются реакции переэтерификации, где в качестве переэтерифицирующего агента обычно используются спирты (чаще всего метанол или этанол). Катализаторами данной реакции могут выступать либо гомогенные щелочные катализаторы, к которым относятся гидроксид натрия или гидроксид калия, либо гомогенные кислотные катализаторы, к которым можно отнести серную кислоту, редко применяются гетерогенные катализаторы (карбонат натрия или калия и др.) [1]. Таким образом, в качестве биотоплив пригодны не сами растительные масла, а получаемые на их основе, в результате реакции переэтерификации, сложные эфиры жирных кислот.

В данной работе синтез БиоДТ проводился из подсолнечного (ПБиоДТ) и горчичного масел (ГБиоДТ) с использованием этилового спирта и гидроксида натрия (NaOH). Синтез проводился при следующих параметрах: молярное соотношение растительное масло: спирт – 1: 6; концентрация катализатора NaOH – 1,75 % от массы растительного масла; температура реакции составляла 45 °С; время реакции – 1 ч.

Методика синтеза заключалась в том, что растительное масло помещалось в термостойкий стакан, выступающий реактором для синтеза, оснащенный мешалкой для поддержания однородности реакционной смеси и термометром для контроля температуры процесса. Масло предварительно нагревалось до определенной

температуры при постоянном перемешивании. После достижения маслом заданной температуры в стакан помещался заранее приготовленный спиртовой раствор NaOH, и с этого момента начинался отсчет времени синтеза.

После проведения синтеза реакционная смесь, состоящая из целевого продукта и остатков непрореагировавших компонентов, охлаждалась до комнатной температуры и смешивалась с глицерином, который добавлялся в количестве 25 % от массы растительного масла. После определенного времени отстаивания смеси в делительной воронке наблюдались видимые границы раздела фаз: нижний слой представлял собой непрореагировавшее растительное масло, спиртовой раствор щелочи и глицерин, а верхний слой – смесь целевого продукта и остаточного спирта. Остаток спирта из продуктовой смеси отгонялся с помощью роторного испарителя под вакуумом.

В данной работе проводилось исследование влияния концентрации БиоДТ в смеси с ДТ на низкотемпературные свойства смесевого топлива. $T_П$ и $T_З$ определялись согласно методикам [4] и [2] соответственно. Значение ПТФ определялось согласно методике [5].

Для смесей БиоДТ/ДТ использовался образец прямогонного ДТ, со следующими низкотемпературными характеристиками: $T_П$ = -4 °С; ПТФ = -5 °С; $T_З$ = -14 °С. Наиболее жестко регламентируемым параметром, согласно требованиям [3] является ПТФ. Используемый образец ДТ соответствует требованиям для марки Л (летнее) (ПТФ не выше -5 °С).

Результаты исследования низкотемпературных свойств смесей ПБиоДТ/ДТ представлены в таблице 1, где маркировкой В5, В10, В15 и В20 обозначены смеси БиоДТ/ДТ (число после буквы обозначает содержание БиоДТ в смеси в % об.). В таблице 2 представлены результаты определения низкотемпературных свойств смесей ГБиоДТ/ДТ.

Из данных, представленных в таблицах 1 и 2 можно видеть, что использование БиоДТ в качестве смесевого компонента к ДТ:

- негативно сказывается на $T_З$ смесей, при этом с увеличением концентрации БиоДТ в смеси негативный эффект усиливается;
- не оказывает влияния на $T_П$ смесей, оказываемый эффект не зависит от концентрации БиоДТ в смеси;
- положительно сказывается на ПТФ смесей, при этом с увеличением концентрации БиоДТ в смеси положительный эффект усиливается.

Также можно видеть, что низкотемпературные свойства ГБиоДТ лучше, чем у ПБиоДТ. Добавление ПБиоДТ повышает $T_З$ смесей на 0-2 °С, в то время как добавление ГБиоДТ – на 1-2 °С. ПТФ смесей в обоих случаях снижается на 2-6 °С, но если при добавлении ПБиоДТ значительное снижение происходит только при большом содержании ПБиоДТ в смеси (при 20 % об.), то в случае в ГБиоДТ добавление уже 10 % об. приводит к снижению ПТФ на 6 °С. Стоит также отметить, что все смеси соответствуют требованиям [3] по ПТФ для марки Л.

Наблюдаемые эффекты добавления БиоДТ на низкотемпературные свойства смесей находят объяснение в желеобразной структуре, которую приобретает БиоДТ при пониженных температурах. Данная структура не забивает стандартный фильтрующий элемент (положительный эффект на ПТФ), но снижает подвижность топлива (негативный эффект на $T_З$).

Таким образом, анализ низкотемпературных свойств смесей БиоДТ/ДТ показал, что наилучшей добавкой к ДТ является ГБиоДТ, так как при его добавлении обеспечиваются наилучшие низкотемпературные характеристики топлива.

Таблица 1

Низкотемпературные свойства смесей ПБиоДТ/ДТ

Образец	$T_П$	ПТФ	$T_З$	$\Delta T_П$	ΔПТФ	$\Delta T_З$
	°С					
ДТ	-4	-5	-14	–	–	–
ПБиоДТ	-5	-6	-8	–	–	–
В5	-4	-7	-14	0	2	0
В10	-4	-7	-13,5	0	2	-0,5
В15	-4	-7	-12	0	2	-2
В20	-4	-11	-12	0	6	-2

Таблица 2

Низкотемпературные свойства смесей ГБиоДТ/ДТ

Образец	$T_П$	ПТФ	$T_З$	$\Delta T_П$	ΔПТФ	$\Delta T_З$
	°С					
ДТ	-4	-5	-14	–	–	–
ГБиоДТ	-8	-14	-14	–	–	–
В5	-4	-7	-13	0	2	-1
В10	-4	-11	-13	0	6	-1
В15	-4	-11	-12	0	6	-2
В20	-4	-11	-12	0	6	-2

Литература

1. Белозерцева Н.Е., Богданов И.А., Алтынов А.А., Бальжанова А.Т., Белинская Н.С., Киргина М.В. Выбор наиболее предпочтительного сырья для синтеза биодизельного топлива с позиции его выхода и физико-химических свойств // Известия вузов. Прикладная химия и биотехнология. – 2020. – Том 10. – № 1. – С. 114-123.
2. ГОСТ 20287-91. Межгосударственный стандарт. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания. Дата введения 1991-01-01. Введён 01.01.1991. – М.: Стандартинформ, 2006. – 9 с.
3. ГОСТ 305-2013. Топливо дизельное. Технические условия. Дата введения 2015-01-01. Введён 01.01.2015. – М.: Стандартинформ, 2016. – 10 с.
4. ГОСТ 5066-2018. Межгосударственный стандарт. Топлива моторные. Методы определения температур помутнения, начала кристаллизации и замерзания. Дата введения 2019-07-01. Введён 07.01.2019. – М.: Стандартинформ, 2019. – 14 с.
5. ГОСТ EN 116-2013 Межгосударственный стандарт. Топлива дизельные и печные бытовые. Метод определения предельной температуры фильтруемости. Дата введения 2015-01-01. Введён 01.01.2015. – М.: Стандартинформ, 2016. – 28 с.
6. Иовлева Е.Л. Автомобильные эксплуатационные материалы. Учебное пособие – М.: Мир науки, 2020. – 83 с.
7. Кучкина А.Ю., Сущик Н.Н. Источники сырья, методы и перспективы получения биодизельного топлива // Журнал Сибирского федерального университета. Биология. – 2014. – № 1. – С. 14-42.

РАЗРАБОТКА КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Чайкина Я.И.

Научный руководитель доцент Е.В. Бешагина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ввиду исчерпания легких запасов нефти проблема добычи тяжелых нефтей остается по сей день крайне актуальной, особенно в «старых» нефтедобывающих регионах Российской Федерации, поскольку иные запасы сохранения нынешних уровней добычи почти отсутствуют.

Основными особенностями тяжелых нефтей, которые обуславливают необходимость применения особых способов добычи, их транспортировки и переработки, являются не только повышенная плотность и вязкость, но и их состав [1]. Поскольку для тяжелых нефтей присуще возникновение нефтяных отложений, на формирование которых влияет температура кристаллизации парафина и температурный режим нефтепровода, поэтому данная проблема является особенно важной для низкотемпературных условий Западной Сибири.

В зависимости от условий месторождения существуют методы, которые применяются для борьбы с нефтяными отложениями, они предполагают либо предотвращение образования, либо устранение уже сформировавшихся отложений [2].

При предотвращении образования нефтяных отложений применяются различные методы и технологии переработки. Основными способами, применяющимися в промысловой практике, являются механические, физические термические, химические. Однако существуют и другие, например, комбинированные, сочетающие в себе несколько методов: физико-химические, химико-физические и т. д.

После проведенного анализа литературных источников [2, 3] был сделан вывод о том, что наиболее эффективным методом предотвращения образования нефтяных отложений и снижения температуры застывания нефти является химический метод, а именно применение ингибирующих и депрессорных присадок. Ввиду того, что они приводят к образованию слабовзаимодействующих центров кристаллизации. В действительности это приводит к значительному уменьшению экономических затрат на транспортировку нефти из-за понижения её температуры застывания.

Учитывая вышеизложенное, борьба с нефтяными отложениями при добыче, транспортировки и хранении нефти является одной из важнейших проблем в нефтедобывающей промышленности и остается в центре внимания широкого круга ученных и промысловых работников как в России, так и за рубежом.

Целью работы являлась разработка композиции, обладающей комплексным действием, для повышения эффективности предотвращения накопления нефтяных отложений.

Преимуществом данной присадки является то, что она одновременно выступает в качестве и ингибитора, и депрессора, сочетая в себе их свойства: ингибирующая способность позволяет формировать достаточно прочные ассоциативные комплексы упорядоченной структуры с молекулами парафина, и депрессорная эффективность способствует изменению структуры кристаллов н-алканов, при этом препятствуя их сближению. В результате чего не происходит образование пространственного каркаса и застывание нефти [3].

Для сравнения эффективности полученной присадки были выбраны образцы синтезированных присадок следующих марок: присадка №1 (ДН-1); присадка №2 (Flexoil); присадка №3 (исследуемая нами присадка, разработанная на базе ТПУ); присадка №4 (ТюмНИИ).

Объектом исследования являлась высокопарафинистая нефть Верхне-Салатского месторождения Томской области. В соответствии с ГОСТом Р 51858-2020 данная нефть при 20 ºС относится к особо лёгким по плотности нефтям (787,2 кг/м^3) с кинематической вязкостью 3,8363 мм^2/с и положительной температурой застывания +15 ºС; и является высокопарафинистой, с содержанием парафинов 11,6 % масс., смол 2,4 % масс., асфальтенов 0,1 % масс.

Исследования проводили в два этапа. На первом этапе для оценивания ингибирующей способности присадок исследования проводили на установке, в основе которой лежит метод «холодного стержня» [4]. Сущность данного метода заключается в способности парафина кристаллизоваться на холодном стрежне за счет разности температур нефти и стрежня.

Экспериментально были выбраны температуры для исследования аналогичные температурным режимам на объектах подготовки нефти. Температура нефти в стакане составляла плюс 10 ºС, температура «холодного» стержня составляла минус 20 ºС. Массу навески испытуемой нефти брали 40 г.

По окончанию опыта массу осадка, которая сформировалась на «холодном» стержне, определяли гравиметрически. Для достоверности результатов проводили три параллельных опыта. Присадки добавляли в нефть в концентрациях: 0,03 масс. %, 0,05 масс. %, 0,075 масс. %. Степень ингибирования присадок определяли по формуле [4]:

$$I = (W_0 - W_1) \cdot 100 / W_0,$$

где I – ингибирующая способность, %; W_0 – выход осадка для исходной нефти, г; W_1 – выход осадка для нефти с присадкой, г.

После проведения опыта полученные результаты представили в виде графика (Рис. 1).

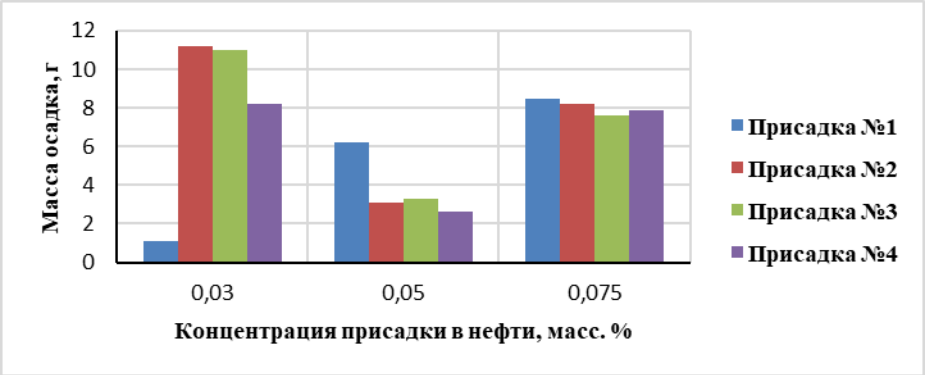


Рис. 1 Зависимость массы нефтяного осадка от концентрации присадки

Из рисунка 1 видно, что наибольшее уменьшение количество нефтяного осадка наблюдается при добавлении присадки №1, при этом ингибирующая способность составила 87 % при концентрации 0,03 масс. %. Средние результаты показали присадки №2 (степень ингибирования 62 % при концентрации 0,05 масс. %.) и №4 (степень ингибирования 68 % при концентрации 0,05 масс. %.). Наименее ингибирующей способностью 60 % обладает присадка №3 при концентрации 0,05 масс. %.

На втором этапе для оценки депрессорной способности присадок исследования проводили на установке по оценке низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН «КРИСТАЛЛ». Данный прибор позволяет достаточно точно и быстро определить температуру застывания нефти.

Результаты исследования изобразили в виде графика (Рис. 2)

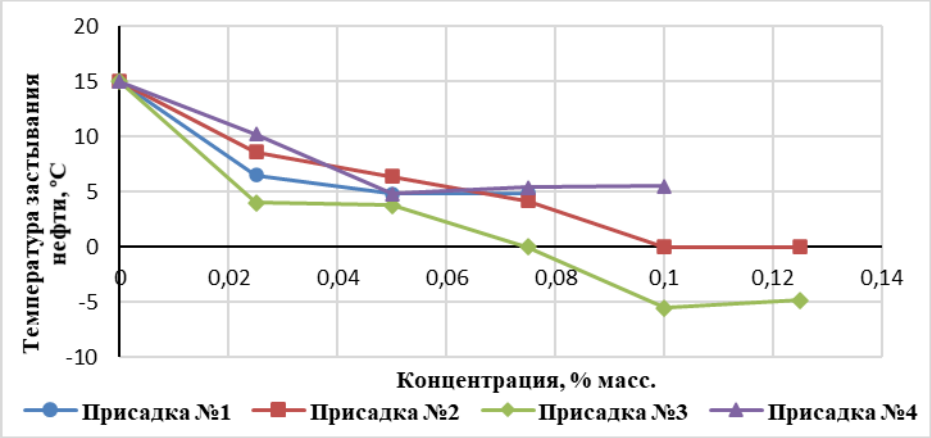
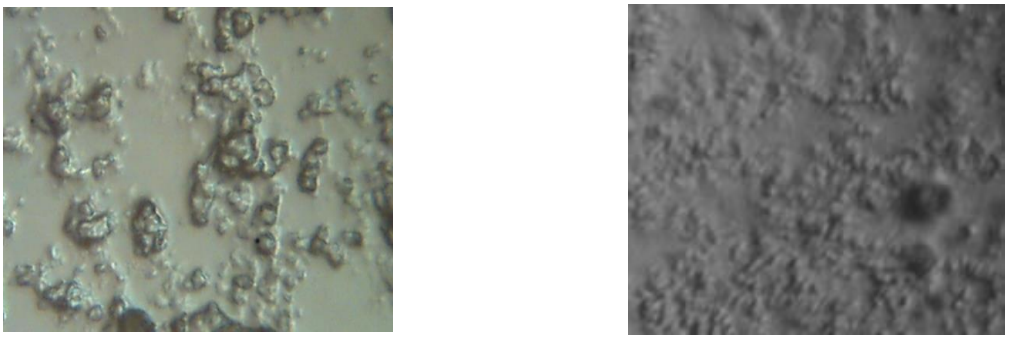


Рис. 2 Зависимость изменения температуры застывания нефти от концентрации присадки

Из рисунка 2 видно, что наибольшее снижение температуры застывания нефти получается при использовании присадки №3 с концентрацией 0,1 масс. %, так как при введении её к нефти температура понижается на 19 – 20 ºС. Так же не менее значительными депрессорными свойства обладает присадка №2 при той же концентрации, что и присадка №3, при этом температура застывания понижается на 15 ºС. Такой эффект наблюдается в связи с тем, что обе присадки относятся к классу ингибиторов парафиноотложения с депрессорными свойствами. Однако дальнейшее увеличение концентрации данных присадок нецелесообразно ввиду неизменности температуры застывания нефти. Менее действенными оказались присадки №1 и №4, их температуры снизились всего на 8 – 10 ºС.

Также можно заметить (Рис. 3), что использование исследуемой присадки влияет не только на уменьшение количества нефтяного осадка и температуры застывания нефти, но и приводит к изменению её структуры. Так при

600-кратном увеличении видно, что молекулы парафинов значительно уменьшились в размере после введения присадки №3, структура нефти изменилась.



а) *б)*

Рис. 3 Микрофотография исследуемой нефти: а) исходная нефть; б) нефть с присадкой №3

Таким образом, по полученным результатам исследования следует, что разработанная присадка №3 обладает наименьшими ингибирующими свойствами, чем другие присадки, возможно из-за состава многофазной нефтяной системы, поскольку каждая нефть индивидуальна по своему составу трудно точно спрогнозировать эффективность действия присадки. Они подбираются индивидуально для каждого месторождения в зависимости от его свойств. Однако присадка №3 обладает достаточно выраженными депрессорными свойствами. Поэтому присадка такого типа композиции может быть рекомендована к применению для близких по составу исследуемой нефтям.

Литература

1 Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Богословский С.А. РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т.7. – №3. – 16 с.

2 Миллер В.К. Комплексный подход к решению проблемы асфальтосмолопарафиновых отложений из высокообводненных нефтей (на примере нефтей месторождений Удмуртии). М: 2016, 196 с.

3 Шадрина П.Н. Совершенствование технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на нефтепромысловом оборудовании месторождений высоковязких нефтей: Автореферат. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Уфа, 2017 г. – 145 с.

4 Юдина Н.В., Лоскутова Ю.В., Бешагина Е.В. Состав и реологические свойства асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – с. 69–71.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПИРОЛИЗА ЭТАН – ПРОПАНОВОЙ ФРАКЦИИ

Чернышов М.Н.

Научный руководитель - доцент И.М. Долганов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В промышленных отраслях нефтегазопереработке и нефтехимии осуществляется огромное разнообразие процессов, среди которых большой спрос представляют тепловые процессы. Пиролиз углеводородного сырья является одним из главных процессов нефтехимии, который позволяет получать непредельные углеводороды.

Одной из основных проблем пиролиза является образование побочного продукта - кокса. С отложением кокса увеличивается толщина сечения трубы, что в свою очередь ведёт к увеличению скорости потока газов, снижению теплопередачи и многих других проблем, которые негативно влияют на экономику процесса пиролиза.

При решении проблемы по выбору оптимального режима работы, в качестве решения проблемы выступает создание детерминированной математической модели, которая позволяет сформулировать наилучшую стратегию оптимизации за счет многостороннего анализа [2].

При разработке модели была создана схема из 8 реакций, в которых участвуют 13 веществ. В основе схемы лежит кинетическая модель, предложенная Жаровым Ю.М., в которой 7 реакций и 12 веществ, но в данную схему добавлена реакция образования из побочных полимеров кокса [1].

$$C_2H_6 \xrightarrow{k_1} 0{,}47C_2H_4 + 0{,}53CH_4$$
$$C_3H_8 \xrightarrow{k_2} 0{,}32C_2H_4 + 0{,}34C_2H_6 + 0{,}16C_3H_6 + 0{,}18CH_4$$
$$C_4H_{10} \xrightarrow{k_3} 0{,}10C_4H_6 + 0{,}32C_2H_4 + 0{,}27C_3H_6 + 0{,}15C_2H_6 + 0{,}16CH_4$$
$$iso - C_4H_{10} \xrightarrow{k_4} 0{,}16C_3H_6 + 0{,}37C_2H_6 + 0{,}35C_2H_4 + 0{,}12CH_4$$
$$C_2H_4 \xrightarrow{k_5} 0{,}15C_2H_2 + 0{,}85H_2$$

$C_2H_4 \xrightarrow{k_6} (C_2H_4)_{\text{полимер}}$

$C_3H_6 \xrightarrow{k_7} (C_3H_6)_{\text{полимер}}$

Полимеры $\xrightarrow{k_8}$ кокс

С учетом того, что представленная модель и основывается на достаточно упрощенной схеме реакций, она, всё же, дает возможность получать расчётные данные изменения концентраций различных компонентов в зависимости от времени и температуры.

Динамику изменения концентраций компонентов, входящих в систему мы можем описывать с помощью дифференциальных уравнений, во времени, что и осуществляется в данной модели [2]:

$$\frac{dC_k}{d\tau} = \sum a_{i,j} \cdot k_j \cdot C_i$$

где C_i,C_k – концентрация компонента *i*, *k*, моль/л, τ – время контакта, с, $a_{i,j}$ – стехиометрический коэффициент компонента *i* в реакции *j*.

Основная цель данной модели рассчитывать изменение концентрации кокса, а также толщину его отложения на стенках змеевика в зависимости от времени суток [3].

$$\frac{dC_{\text{кокса}}}{d\tau} = K_8 C_{\text{кокса}} - \exp(0{,}023 \cdot C_{\text{кокса}} - 1) \cdot G^{0,8} \cdot (D - 2 \cdot \delta)^{-1,8}$$

где G – массовый расход сырья, кг/с, D – диаметр трубки, мм, δ – толщина отложений кокса, мм.

Как мы уже увидели ранее, давление процесса используется для расчета константы скорости реакции и для повышения адекватности расчетов нужно учитывать потери напора из-за гидродинамического сопротивления [2]:

$$\Delta P = \lambda \frac{l}{d_в} \cdot \frac{w^2}{2 \cdot \rho}$$

где λ – коэффициент сопротивления, w – линейная скорость потока, м/с, ρ – плотность потока смеси, кг/м^3, l – длина змеевика, мм, $d_в$ – внутренний диаметр змеевика, мм.

Полученная модель была протестирована с помощью набора входных данных о этан – пропановой фракции в составе парогазовой смеси.

Сырье для процесса пиролиза представляет собой парогазовую смесь, таким образом в типовой модели учитывается полный состав компонентного сырья, представленный в таблице 1.

Таблица 1

Состав парогазовой смеси на входе

Компоненты	количество		доля	Температура, K
	кг/ч	кмоль/ч	массовая	
H_2O	2500	138,89	0,2	1098
C_2H_4	137,5	4,91	0,011	
C_2H_6	1875	62,5	0,15	
C_3H_8	6975	158,52	0,558	
C_4H_{10}	625	10,76	0,05	
$iso-C_4H_{10}$	387,5	6,68	0,031	
Итого	12500	382,26	1	

Анализ процесса пиролиза заключался в исследовании периода работы модели 42 – х дней, были получены результаты, описывающие толщину накопления кокса на стенках труб реактора пиролиза, представленные в таблице 2.

Таблица 2

Состав продуктов

Компоненты	Концентрация, моль/л	Толщина отложения кокса, мм	Температура, ***K***	Перепад давления, кПа
C_2H_6	0,0209	0,0002258	1135	265
C_2H_4	0,1158			
CH_4	0,1226			
C_3H_8	0,0027			
C_3H_6	0,0349			
C_4H_{10}	0,0005			
C_4H_6	0,0022			
$iso-C_4H_{10}$	$1{,}78\cdot 10^{-13}$			
C_2H_2	0,0011			
H_2	0,0063			
$(C_2H_4)_{\text{полимер}}$	0,0327			
$(C_3H_6)_{\text{полимер}}$	0,0125			
C	0,1720			

Таким образом созданная модель позволяет анализировать влияние входных параметров, а именно концентрации, массовые доли входных веществ, расход парогазовой смеси и температуры на выход целевых продуктов, а также отслеживать скорость отложения кокса на стенках труб змеевика.

Литература

1 Жаров Ю.М. Моделирование физико – химических процессов нефтепереработке и нефтехимии. – М.: Химия, 1978. – 376 с.
2 Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии: учебник для вузов. / А.Г. Касаткин. – М.: «ИД Альянс», 2009. – 753 с.
3 Самедов Ф.А., Морозов А.Ю., Самойлов Н.А., Просочкина Т.Р. Математическое моделирование нестационарного процесса пиролиза углеводородов // Нефтехимия. 2019. № 2. С. 143-151.

С Е К Ц И Я 13

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ВОССТАНОВИТЕЛЬНОГО ОБЖИГА РУД ЧУКТУКОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПОКАЗАТЕЛИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НИОБИЯ, РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ И МАРГАНЦА В ШЛАК

Агафонов Д.Г.

Научный руководитель – д.т.н. Г.Б. Садыхов

Институт металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова, г. Москва, Россия

Быстрые темпы развития перспективных отраслей промышленности, таких как альтернативная и атомная энергетика, военно-космическая отрасль и др., являются основными предпосылками для роста потребления редких и редкоземельных металлов (РЗМ). За последние 10 лет мировой объем производства РЗМ увеличился на 100 тыс. т. [1]. Несмотря на это, внутреннее потребление оксидов и металлов редких земель в России все еще остается на прежнем уровне (2 тыс. т. в год) и полностью удовлетворяется за счет импорта из Китая, который уже на протяжении нескольких десятилетий является монополистом в производстве РЗМ-продукции. В связи с этим, решение вопроса импортозамещения и внутреннего потребления РЗМ России становится стратегически важной задачей [2].

По сырьевым запасам РЗМ Россия занимает одну из лидирующих позиций в мире, уступая лишь Китаю. Однако, большинство собственных месторождений являются бедными по содержанию редких земель (сумма оксидов РЗМ не превышает 1 %), а, следовательно, перерабатывать их экономически нецелесообразно [3]. Наиболее привлекательными из имеющихся месторождений РЗМ России являются Томторское и Чуктуконское, расположенные в регионах Западной Сибири. Суммарное содержание оксидов РЗМ в них достигает порядка 7-10 %. При их переработке они могут создать серьезную конкуренцию Бразилии и Китаю по производству ниобия и РЗМ.

Томторское месторождение превосходит Чуктуконское как по запасам сырья, так и по содержанию ценных РЗМ тяжелой группы [4]. Однако, в первую очередь, при создании сырьевой базы РЗМ следует учитывать фактор наличия в регионе транспортной инфраструктуры и благоприятных климатических условий. Поэтому в будущем Чуктуконское месторождение (Красноярский край), расположенное вблизи ж/д путей и недалеко от Богучанской гидроэлектростанции, может стать стратегическим центром для создания редкометалльной промышленности полного производственного цикла, тем самым решая проблему импорта ниобия и РЗМ.

Руды Чуктуконского месторождения являются труднообогатимыми из-за высокой дисперсности минеральных фаз и их взаимного срастания друг с другом. Кроме ниобия и редких земель, в данных рудах отмечается высокое содержание железа и фосфора, что не позволяет их перерабатывать непосредственно традиционными гидрометаллургическими способами [5].

Разрабатываемая в Институте металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова комбинированная пирогидрометаллургическая схема переработки ниобий-редкоземельных руд Чуктуконского месторождения направлена на комплексное использование руды с учетом её химических и минеральных особенностей. На первом пирометаллургическом этапе предполагается получение железосодержащего продукта в виде фосфористого чугуна, на втором этапе (гидрометаллургическая обработка шлака) – получение концентратов ниобия, РЗМ и марганца с высокими технико-экономическими показателями [6].

Настоящая работа была направлена на исследование процесса высокотемпературного восстановительного обжига чуктуконской руды с целью выявления оптимальных условий, обеспечивающих максимальный перевод железа и фосфора в чугун при одновременном концентрировании ниобия, РЗМ и марганца в шлаке. Исследования по восстановительному обжигу проводились в лабораторной вертикальной трубчатой электропечи в интервале температур 1200 – 1400 °С. В качестве восстановителя использовался кокс, содержание которого в шихте составляло 15 – 19 % от массы руды.

Установлено, что при температуре 1400 °С наблюдается наиболее полное селективное разделение металлического продукта от шлака. С увеличением расхода кокса выход металла возрастает с 47 до 50 % от массы руды, в то время как выход шлака, наоборот, снижается с 18 до 16 %, что объясняется повышением степени восстановления железа и фосфора в чугун. При температуре 1400 °С и расходе восстановителя в количестве 19 % от массы руды степень восстановления железа и фосфора составила 99 и 85 %, соответственно. Однако с увеличением расхода кокса с 15 до 19 % извлечение ниобия снижается с 98 до 96 %, а марганца – с 94 до 91 %. При этом все редкие земли концентрируются в шлаковой фазе. Исходя из полученных результатов, дальнейшее повышение температуры и расхода восстановителя негативно скажется на показателях извлечения ниобия и марганца в шлак.

Таким образом, проведение восстановительного обжига в оптимальных условиях позволяет повысить содержание ниобия, РЗМ и марганца в шлаке в 5 – 6 раз с высокими показателями их извлечений. Более того, предварительное удаление железа и фосфора в виде товарного продукта или полупродукта существенно повысит эффективность дальнейшей гидрометаллургической переработки шлака с селективным извлечением ниобия, марганца и редкоземельных элементов в отдельные концентраты.

Литература

1. U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries 2020 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2020/.
2. Кременецкий А.А. Вклад редких металлов в повышение инвестиционной привлекательности центров экономического развития России [Текст] / А.А. Кременецкий, Н.А. Архипова // Разведка и охрана недр. – 2011. – № 6. – С. 3 – 8.
3. Сердюк С. С. и др. Красноярский кластер-стратегический приоритет развития редкометалльной промышленности России //Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии. – 2015. – Т. 8. – №. 7.
4. Kuzmin V. I. et al. Combined approaches for comprehensive processing of rare earth metal ores //Hydrometallurgy. – 2012. – Т. 129. – С. 1-6.
5. Sadri F., Nazari A. M., Ghahreman A. A review on the cracking, baking and leaching processes of rare earth element concentrates //Journal of rare earths. – 2017. – Т. 35. – №. 8. – С. 739-752.
6. Садыхов Г. Б. и др. Исследования по восстановительному обжигу ниобий-редкоземельных руд Чуктуконского месторождения с получением фосфористого чугуна и ниобий-редкоземельного шлака //Металлы. – 2020. – №. 3. – С. 3-13.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ В ТЕХНОЛОГИИ ТЕХНИЧЕСКОЙ НЕЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИОННОЙ КЕРАМИКИ

Акимов И.М.

Научный руководитель – доцент Н.А. Митина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Традиционная алюмосиликатная керамика на основе муллита $3Al_2O_3 \cdot 2SiO_2$ широко применяется в различных областях науки и техники. Однако в настоящее время активно ведутся исследования по получению технической керамики с более высокими эксплуатационными характеристиками в связи с ростом требований к материалам узлов различных приборов. Одной из перспективных альтернатив муллитовой керамике является керамика на основе анортита $CaO \cdot Al_2O_3 \cdot 2SiO_2$ (CAS). Для улучшения свойств анортитовых материалов в технологии керамики широко применяется их допирование BaO, что способствует образованию в процессе синтеза второй кристаллической фазы цельзиана $BaO \cdot Al_2O_3 \cdot 2SiO_2$ (BAS) [2].

В настоящее время технология получения анортитцельзиановой керамики основывается на синтезе материала из чистых оксидов. У данного технологического решения имеется ряд недостатков: высокие температуры синтеза и спекания получаемого материала (1400 – 1450 °C), узкий интервал спекшегося состояния. Активно исследуется технология получения анортитцельзиановой керамики с расширенным интервалом спекшегося состояния при более низких температурах. Она основывается на получении анортитцельзиановых материалов на основе доступного минерального сырья: глин, каолинов и карбонатных кальцийсодержащих пород [5]. Но у материалов, полученных на основе природного сырья, существует ряд недостатков: высокая закрытая пористость, ухудшающая прочностные характеристики материалов [6]; содержащиеся в минеральном сырье оксиды щелочных металлов снижают электроизоляционный свойства получаемой анортитцельзиановой керамики. Традиционно для решения проблем высокой закрытой пористости в состав получаемой керамики вводят спекающие добавки, либо применяют спековые технологии [4].

Анортитцельзиановая керамика, синтезированная на основе минерального сырья, может быть использована в качестве конструкционного материала в легкой промышленности для изготовления установочных изделий [3]: нитеводители для волокна, фильеры для протяжки различных нитей из расплава, стальной и алюминиевой проволоки, фрикционные кольца, диски и др.; в связи с тем, что анортит имеет относительно невысокую плотность ($2{,}73$ г / см^3), керамику на его основе можно использовать для получения легковесных трассеров, используемых в технологии обогащения алмазов [1].

Цель работы. Установление закономерностей, протекающих при синтезе анортитцельзиановой керамики на основе природных сырьевых материалов с применением спековой технологии.

Методика проведения работы. В качестве сырьевых материалов использовались Кировоградский каолин, технический мел МТД-2, карбонат бария марки ЧДА. Вместо некоторой части каолина вводилась глина НК-5, снижающая температуру спекания материала [2].

Расчет составов (таблица 1) велся по соответствующим уравнениям реакций:

$$Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O + CaCO_3 = CaO \cdot Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 + H_2O + CO_2 \quad (1)$$

$$Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O + BaCO_3 = BaO \cdot Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 + H_2O + CO_2 \quad (2)$$

Таблица 1

Компонентные составы исследуемых шихт

Шифр	Содержание компонента, % мас.			
	Каолин	Технический мел	Карбонат бария	Глина НК-5
An100	72,06	27,94	0,00	10,00
An95	71,1	26,19	2,72	10,00
An90	70,16	24,48	5,36	10,00
An80	68,35	21,20	10,45	10,00

Была выбрана двухстадийная технология получения материала: на первой стадии был получен спек, в котором завершились химические реакции образования анортита и цельзиана, а также образовалось необходимое количество стеклофазы. Для определения оптимальной температуры получения промежуточного спека методом полусухого прессования (относительная влажность пресс-порошка – 10 %, давление прессования – 19 МПа) были сформованы образцы-диски, которые обжигались при температурах 1200, 1300 и 1350 °С, после чего методом гидростатического взвешивания определялись их водопоглощение и средняя плотность. Состав полученных спеков определялся с помощью рентгенофазового анализа.

Таблица 2

Составы опытных шихт

Шифр	Массовые доли, %		
	Спек	Черный пигмент	Оксид бора
П	92,5	7,5	0,0
ПБ	90,0	7,5	2,5

Далее спек измельчался до величины удельной поверхности 9000 – 9500 $см^2/г$. В качестве компонентов стеклообразователей в спеки вводился черный пигмент системы $Fe_2O_3 \cdot CoO \cdot Cr_2O_3$, а также оксид бора (таблица 2). Из полученных порошков путем полусухого прессования формовались образцы-диски, образцы-балочки, образцы-цилиндры (временная связка – 5 % раствор ПВС, относительное содержание связки – 10 %, давление прессования – 20 МПа). Полученные образцы обжигались при температурах 1300, 1350 и 1400 °С. Для образцов-дисков водопоглощение и средняя плотность определялись методом гидростатического взвешивания. Для образцов-балочек определялся предел прочности при трехточечном изгибе. Для образцов-цилиндров определялась износостойкость. Износостойкость косвенно определялась по потерям массы образцов при перемешивании их в течение 10 часов в фарфоровом барабане в суспензии из карбида кремния.

Результаты. Для предварительной оценки температуры образования анортита был проведен термический анализ смеси из каолина и карбоната кальция в мольном отношении 1:1 для получения $CaO \cdot Al_2O_3 \cdot 2SiO_2$. По его результатам были определены основные стадии синтеза анортита из минерального сырья: первоначально происходит разложение каолинита до метакаолинита (реакция 3), далее происходит разложение технического мела (реакция 4), после при температурах около 1000 °С происходит кристаллизация продуктов разложения каолинита. Следовательно, получение анортита начинается при температурах свыше 1000 °С. Согласно результатам РФА, процесс синтеза анортита и цельзиана завершен уже при температуре 1200 °С. Дальнейшее повышение температуры не сказывается на фазовом составе получаемых материалов. Оптимальная температура синтеза спека – 1300 °С (таблица 3).

$$Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O = Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 + 2H_2O \quad (3)$$

$$CaCO_3 = CaO + CO_2 \quad (4)$$

Таблица 3

Характеристики спеков

Температура обжига, °С	Средняя плотность, $г/см^3$				Водопоглощение, %			
	An100	An95	An90	An80	An100	An95	An90	An80
1200	2,07	2,06	2,05	2,08	7,0	8,0	10,2	12,0
1300	2,19	2,07	2,04	2,07	6,2	7,7	10,3	10,2
1350	2,26	2,14	2,10	2,16	2,5	5,2	9,0	7,4

Во время окончательного обжига для образцов серии П при температуре, равной 1350 °С, достигаются практически нулевые значения водопоглощения и открытой пористости, а также максимальные значения средней плотности и огневой усадки. На основании этого можно сказать, что температура спекания получаемых материалов – 1350 °С. Аналогичная ситуация наблюдается для образцов серии ПБ при температуре 1300 °С. При повышении температуры для данных материалов наблюдается пережог. Снижение температуры спекания для образцов серии ПБ по сравнению с образцами серии П объясняется тем, что у составов серии ПБ образуется большее количество расплава.

Таблица 4

Механико-прочностные характеристики

Состав	Температура обжига, °С	Средняя плотность, $г/см^3$	Прочность на изгиб, МПа	Потери массы образцов, %
An95П	1350	2,74	97,9	3,37
An100П	1350	2,66	97,8	2,75
An95ПБ	1300	2,69	85,2	2,83
An90ПБ	1300	2,70	76,4	1,30

При введении стеклообразующей добавки (B_2O_3) в состав материалов (серия ПБ) износостойкость их увеличивается в связи с образованием более гладкой поверхности образцов [3] с меньшим количеством открытых пор (таблица 4). Снижение прочностных характеристик материалов серии ПБ по сравнению с материалами серии П связано с изменением характера разрушения материалов: образцы с борными добавками в основном разрушаются по границе раздела стеклофаза-кристаллическая фаза, а не по межкристаллической границе.

Литература

1. Коннова, Н.И. Построение сепарационных характеристик процесса тяжелосредного обогащения с использованием метода трассерного контроля [Текст] / Н.И. Коннова, С.В. Килин, П.В. Елизарьев // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2013. – № 11. – С. 58 – 63.
2. Формирование стеклофазы в анортитовой керамике / Б.А. Кухтин, Е.П. Головин, Н.В. Федоров и др. // Химия и химическая технология. – 2007. – т. 50 – Вып. 6. – С. 79 – 81.
3. Сергиевич О. А. Керамические материалы с повышенной износостойкостью для машиностроительной и легкой промышленности / О.А. Сергиевич, И.А. Алексеенко, Е.А. Артемьев // Труды Кольского научного центра РАН. – 2017. – № 8. – С. 167 – 172.
4. Влияние способа получения радиопрозрачной керамики на основе системы $SrO \cdot BaO \cdot Al_2O_3 \cdot 2SiO_2$ на ее свойства / Е.В. Чефранов, Е.Ю. Федоренко, Р.В. Кривобок и др. // Сборник научных трудов ОАО «УкрНИИ Огнеупоров им. А.С. Бережного». – 2017. – № 117. – С. 167 – 175.
5. Mergen A. Low-temperature fabrication of anorthite ceramics from kaolinite and calcium carbonate with boron oxide addition / A. Mergen, Z. Aslanoglu // Ceramics International. – 2003. – Vol. 29. – P. 667 – 670.
6. The Effect on Sintering Temperature on the Structure and Properties of Calcium Hexaluminate/anorthite Ceramics / Y. Tian, Y. Qiu, Y. Chai et al. // Science of Sintering. – 2013. – Vol. 45. – P. 141 – 147.

ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ КВАРЦЕВЫХ ПЕСКОВ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПРОИЗВОДСТВЕ СТЕКЛА

Ахмаджонов А.А., Усманов Х.Л.
Научный руководитель – профессор З.Р. Кадырова
Институт общей и неорганической химии, Академия наук Республики Узбекистан, г. Ташкент, Узбекистан

Для производства различных строительных материалов в основном используют сырьевые материалы, которые в больших объемах добывают из карьеров, нанося непоправимый урон окружающей среде. Одним из самых распространенных и используемых с давних времен человеком в строительстве природным материалом, являются различные кварцевые пески. [1].

Известно, что материалы и изделия из стекла в своем составе содержат множество соединений широко распространенные в земной коре. Одним из основных сырьевых компонентов, из которого состоит стекло это кремнезем SiO_2, который является основой различных песков. Кроме того, в состав стекла вводят различные щелочные оксиды, такие как Na_2O, K_2O, также различные оксиды, придающие цветовую окраску и добавки для улучшения физико-технических его свойств. Поэтому различные изделия, сделанные из стекломатериала, в том числе и тарные можно называть силикатными.

На сегодняшний день увеличение производства стекла и стекломатериалов является актуальной задачей промышленности, так как производство стекломатериалов претерпевает интенсивное развитие вследствие интенсивного роста автомобильной промышленности, строительства гражданских и промышленных сооружений, и дефицита тарного стекла.

Так как кварцевый песок является основным компонентом стекло материалов, его качество строго регламентируется требованиями ГОСТ 22551-2019. Согласно требованиям стандарта в песке, используемом в качестве сырьевого компонента в производстве стекломатериала, содержание кремнезема должно составлять в пределах 95,0-99,8%. Также для высоких марок стекломатериала лимитируется и его фракционный состав. Следует отметить, что строго лимитируется и содержание оксидов CaO, MgO, Fe_2O_3 и другие соединения, отрицательно влияющие на свойства стекло материала.

В различных исследованиях показано, что в природных кварцевых песках содержание может достигать до 99,8 %, однако такое содержание в природе встречаются редко. Обычно в большинстве случаев пески, используемые в стекольной промышленности, подвергаются обогащению. В производстве для этой цели в основном используют методы отмывки, флотации или оттирки в сочетании с магнитной сепарацией [2]. Так называемые кварцевые пески в отличие от других видов песка, состоят в основном из минерала кварца и являются мономинеральными, что придает ему статус ценного промышленного сырья. Примеси хотя и в незначительном количестве не позволяют получить стекло с высокой степенью прозрачности.

В процессе исследований проведены химические анализы использованных кварцевых песков различных месторождений, которые приведены в табл. 1.

Таблица 1

Вещественный состав кварцевых песков Республики Узбекистан

Наименование кварцевых песков различных месторождений	Содержание, масс. %						
	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	K_2O	Na_2O	MgO
Томдинское	95,9	0,486	0,0438	0,236	0,0493	0,22	0,15
Джеройское	97,96	0,52	0,15	0,18	0,15	0,11	0,12
Керменинское	91,77	3,73	0,36		1,44	0,29	0,16
Чиялинское	77,68	11,34	0,93	1,56	4,45	2,52	0,28

Результаты химического анализа, приведенные в таблице 1, показывают, что кварцевый песок, полученный из нового перспективного месторождения, расположенного в районе Томди Навоийской области, содержит 95,9 масс. % кремнезема. Это значение на 4-17 масс. % больше по сравнению с кварцевыми песками других известных месторождений, таких как Керменинского и Чиялинского, которые в настоящее время используются предприятиями по производству различных стеклоизделий. Результаты химического анализа показали, что по химическому и минералогическому составу удовлетворяет требования, предъявляемые ГОСТ 22551-2019, и может использоваться в стекольной промышленности.

Изыскание новых перспективных месторождений для увеличения сырьевого обеспечения стекольный отрасли, путем увеличения разведки новых месторождений, добычи и переработки местного сырья, является одной из самых актуальных проблем сегодняшнего дня. В перспективных планах Министерством Экономики планируется потребление стекломатериалов в Республике более 30 млн м^2 стекла для строительной индустрии и автомобилестроения. В настоящее время Узбекистан вынужден 60 % потребляемого стекла закупать из зарубежных государств, а это требует безотлагательного изыскания новых перспективных сырьевых месторождений для развивающейся стекольной промышленности. Исходя из этого и было поставлено наше исследование.

Фазовый состав кварцевого песка Томдинского месторождения определяли рентгенографическим анализом. Рентгенофазовый анализ проводили порошковым методом на рентгеновском дифрактометре Shimadzu при Cu Kα излучении. Съемка рентгенограмм осуществлялась с шагом 0,02 град, напряжение 30 кВ, ток 30 мА. В расчетах и при идентификации фаз использовали опубликованные справочные данные [3-5].

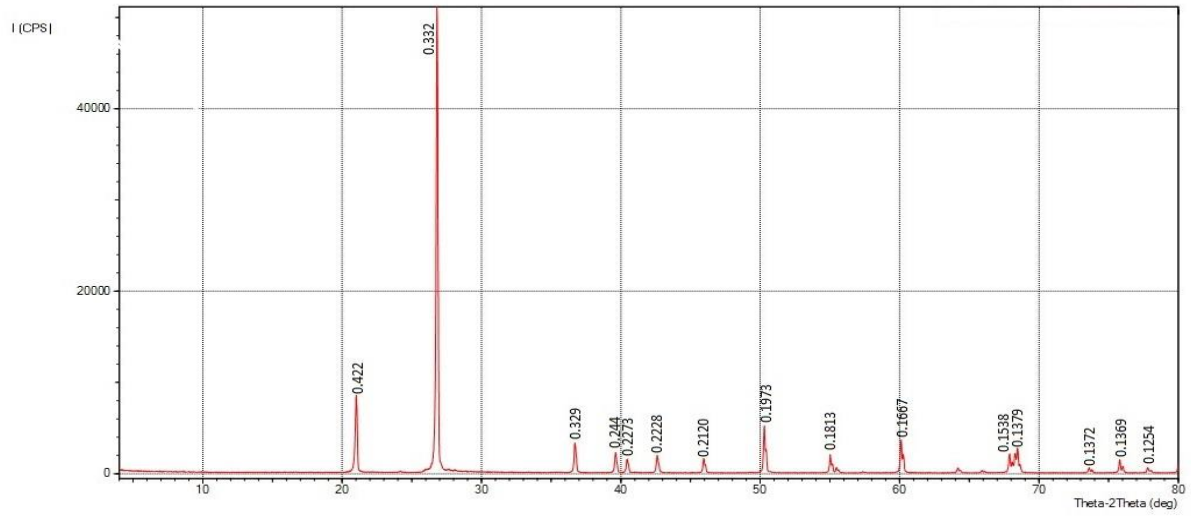


Рис. Рентгенофазовый анализ кварцевого песка Томдинского месторождений

Результаты рентгенофазового анализа кварцевого песка показали, что в основном наблюдаются дифракционные максимумы d = 0,422; 0,332; 0,197; 0,167 нм, соответствующие алфа кварцу.

Для получения стекломатериалов использовали сырьевые составы, указанные в табл. 2. Известно, что температура плавления сырьевого состава имеет важное значение в технологии производства стекломатериалов, которая в основном определяет его себестоимость. Определение температуры плавления Навоийского кварцевого песка показало, что она находится в пределах 1580–1550 °С. Поэтому представляло интерес определить температуру плавления приготовленных составов на основе кварцевого песка, доломита, твердого отхода содового производства, глиноземсодержащего отхода катализаторов газохимического комплекса и микрокремнезема.

Таблица 2

Температура плавления разработанных сырьевых составов

Наименование компонентов	Состав сырьевой смеси, масс. %	Т плавления, °С		Состав сырьевой смеси, масс. %	Т плавления, °С	
	Состав №1	начало	конец	Состав №2	начало	конец
Кварцевый песок Навои	30	1270	1285	60	1280	1305
Микрокремнезем АО «Узметкомбинат»	30			19		
Твердый отход содового производства Каракалпакстана	20			19		
Доломит Гулмамасайский	20			2		
Сумма	100			100		

Результаты определения температуры плавления (табл. 2) показали, то добавка твердого отхода содового производства значительно снижает температуру плавления составов для производства стекла, вследствие содержания в своем составе легкоплавких щелочных соединений. Исходя из этого можно предположить, что кварцевые пески месторождения Томди Навоийской области вполне могут быть использованы в производстве стекломатериалов с более низкой температурой обжига отхода производства аморфного кремнезема.

Литература

1. Кварцевый песок: плотность, фото, гост, удельный и объемный вес, теплопроводность, фракции, производство, добыча, характеристки и свойства. – Режим доступа: http://stroyres.net/kamennye-materialy/pesok/kvarcevyi
2. Матвеев А.И., Еремеева Н.Г., Слепцова Е.С. Исследование Кварцевых песков Западно-Хомустахского месторождения на обогатимость // Горный информационно-аналитический бюллетень, 2009, № 1. – С. 121 – 126.
3. Михеев В.Н. Рентгенометрический определитель минералов. М., Госгеолтехиздат. 1957. 868 с.
4. Миркин Л.И. Справочник по рентгеноструктурному анализу поликристаллов. – М.: Физ.мат.литературы, 1961. – 640 с.ASTM – X-Ray Powder Diffraction Data File American Society for Testing and Materials, Philadelphia, Pa, 1988.

КОМБИНИРОВАННЫЙ СПОСОБ ПЕРЕРАБОТКИ МЕДЬСОДЕРЖАЩИХ МОЛИБДЕНИТОВЫХ КОНЦЕНТРАТОВ НА ОСНОВЕ ОБЖИГА С КАРБОНАТОМ НАТРИЯ С ПОЛУЧЕНИЕМ ТРИОКСИДА МОЛИБДЕНА

Бербенев А.О., Александров П.В.

Научный руководитель – ассистент В.А. Имидеев

Национальный исследовательский технологический университет «МИСиС», г. Москва, Россия

Общеизвестно, что молибденитовые концентраты перерабатывают по устоявшейся традиционной технологии, в основе которого лежит окислительный обжиг при температурах близких к 600 ºС. Результатом обжига является огарок, который, в зависимости от своих особенностей, направляют на выплавку ферромолибдена или перерабатывают гидрометаллургическими методами. Недостатком данной технологии является значительный выброс диоксида серы в атмосферу и образование производственных стоков при гидрометаллургической переработке.

Таблица 1

Содержание Mo и основных примесей в кеке водного выщелачивания и техническом триоксиде молибдена

Продукт	Содержание, % масс.		
	Mo	Cu	S
Кек выщелачивания	55,12	0,41	0,04
Технический триоксид молибдена	55,00	0,50	0,18

В качестве альтернативы традиционной технологии рассматривается применение комбинированного способа переработки молибденитового концентрата, включающего обжиг с предварительной подшихтовкой карбоната натрия и последующим водным выщелачиванием огарка. Данный метод имеет ряд преимуществ, который заключается в практически полном связывании сернистых соединений и примесных металлов в ходе обжига в водорастворимые сульфаты, большей части молибдена – в технический триоксид молибдена, а остальной части – в водорастворимый молибдат натрия. Данный механизм позволяет сократить потребность выщелачивающих реагентов, а также упрощает передел выщелачивания полученных продуктов обжига.

Процесс обжига смеси концентрата с карбонатом натрия ведут при рекомендуемых режимах при температуре 500 – 550 ºС, продувая воздухом, с целью перевода значительной части молибдена (до 85 %) в огарок в виде его триоксида. Поскольку в ходе обжига сера и примесные металлы (в основном медь) сульфатизируются, при водном выщелачивании данные соединения удаляются из огарка. Таким образом, в кеке водного выщелачивания концентрируется триоксид молибдена, который близок по составу к техническому. Сравнительный состав кека выщелачивания с техническим триоксидом молибдена показан в таблице 1.

Такой триоксид молибдена может использоваться для выплавки ферромолибдена напрямую без дополнительной гидрометаллургической очистки, при условии, что исходный молибденовый концентрат соответствует приемлемому качеству. Фильтрат в этом случае предлагается направлять на получение

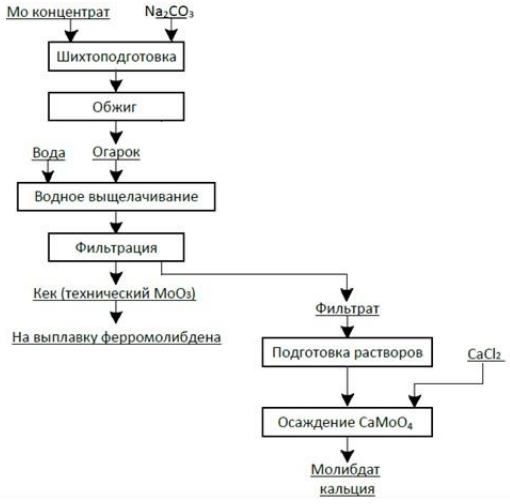


Рис. 1 Принципиальная технологическая схема переработки молибденитового концентрата с получением технического MoO_3

гидрометаллургическими методами чистых соединений, пригодных для выплавки ферромолибдена (например, молибдата кальция).

Способ реализован с использованием молибденитового концентрата следующего состава, определенного методом атомно-эмиссионной спектроскопии, % масс: Mo – 52,6; Fe – 2,3; Cu – 1,4.

Минеральная основа концентрата – молибденит и халькопирит, пустая порода представлена кварцем. Основные компоненты шихты смешивали в массовом соотношении: 1:1, обжигали при температуре 500 – 550 ºС, с подачей воздуха в течение 90 минут. Водное выщелачивание огарка проводили в течение 90 минут, при комнатной температуре. Предлагаемая технологическая схема представлена на рисунке 1.

Литература

1. Переработка медьсодержащих молибденитовых концентратов обжигом с натриевыми солями с получением технического триоксида молибдена [Текст] / П. В. Александров, А. С.Медведев, В. А. Имидеев, А. О. Бербенев // Металлург. – 2020. – № 9. – Т. 237. – С. 77–82.
2. Зеликман А. Н. Молибден [Текст] / А. Н. Зеликман. – М.: Металлургия, 1970. – 440 с.
3. Aleksandrov, P. Chemistry and Mechanism of Interaction Between Molybdenite Concentrate and Sodium Chloride When Heated in the Presence of Oxygen [Text] / P. Aleksandrov, A. Medvedev, V. Imideev // Metallurgical and Materials Transactions B. – 2017. – V. 48. – P. 878–888.
4. Aleksandrov, P. Molybdenum recovery from molybdenite concentrates by low-temperature roasting with sodium chloride [Text] / P. Aleksandrov, A. Medvedev, V. Imideev // International Jornal of Mineral Processing. 2017. Vol. 161. P. 13–20. DOI: 10.1016/j.minpro.2017.02.007.
5. Medvedev A.S., Aleksandrov P.V. Investigations on Processing Low-Grade Molybdenum Concentrate by the Nitric-Acid Method // Russian J. Of Non-Ferrous Metalls. – 2009. – Vol. 50. – No. 4. – P.353–356.

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЯЖЕЛОЙ СМОЛЫ ПИРОЛИЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Булавка Ю.А., Якубовский С.Ф., Шульга Е.А.
Учреждение образования «Полоцкий государственный университет», г. Новополоцк, Беларусь

Увеличение объемов производства этилена и других низших непредельных углеводородов термическим пиролизом углеводородных фракций определяет проблему разработки эффективных комплексных схем переработки образующихся побочных продуктов – жидких продуктов пиролиза, в особенности тяжелой смолы пиролиза углеводородного сырья (ТСП) – фракции, выкипающей выше 180°С. Тяжелая смола пиролиза, образующаяся в процессе промышленного производства низших алкенов термическим пиролизом газов, прямогонного и легкого бензинов, атмосферного и вакуумного газойлей, представляет собой смесь конденсированных алкил- и алкенилароматических углеводородов с двумя и более циклами, содержит также олигомеры алкенилароматических углеводородов, асфальтены и другие высокомолекулярные соединения. Только в России производится более 325000 тонн в год тяжелой смолы пиролиза. В Беларуси объемы выработки ТСП составляют около 20000 тонн в год [3, 8, 9].

Основами, промышленно реализуемыми способом использования тяжёлой смолы пиролиза углеводородного сырья, являются её нерациональное вовлечение в состав котельного топлив, которые характеризуются сужением рынков сбыта [2, 4, 7-11]. Вместе с тем, состав и свойства ТСП определяют возможность её использования для получения различных нефтехимических продуктов с высокой добавленной стоимостью.

Целью данного исследования анализ возможности использования тяжелой смолы пиролиза углеводородного сырья производства ОАО «Нафтан» в качестве сырьевого компонента для получения суперпластификатора и противосмерзающего средства, применяемого при перевозке твердых углеродсодержащих рыхлых пород с повышенной влажностью.

Суперпластификаторы в настоящее время активно используются для получения цементных систем, используемых в строительной отрасли, благодаря тому, что повышают долговечность бетонов при существенном снижении водоцементного отношения. По химическому составу суперпластификаторы, делят на полученные сульфированием меламиноформальдегидных; конденсацией нафталиносульфокислоты и формальдегида; модифицированием лигносульфонатов [5, 12-14].

Для синтеза, наиболее широко применяемого суперпластификатора С-3 используют нафталинсульфокислоты, получаемые из каменноугольной смолы [12-13]. В связи с отсутствием коксохимической промышленности в Республики Беларусь актуальной задачей является поиск альтернативного сырья для синтеза суперпластификатора С-3 [15].

В данном исследовании синтез суперпластификатора осуществляли путем сульфирования серной кислотой при нагревании до 160°С в течении получаса тяжёлой смолы пиролиза с алкилбензолами C_{10+} произведенными ОАО «Нафтан», с последующей конденсацией образующихся сульфокислот с формальдегидом и нейтрализацией полученного продукта раствором гидроксида натрия до pH 8. Содержание нафталина в отобранном образце тяжёлой смолы пиролиза составляло 18% масс.

В таблице 1 приведены данные по значению расплыва конуса бетонной смеси по ГОСТ 10181 для различных сульфируемых фракций тяжёлой смолы пиролиза (ТСП). Объёмное соотношение компонентов на сульфирование ТСП: алкилбензолы C_{10+} : H_2SO_4 соответственно 10:5:12.

Параметр расплыв конуса показывает насколько расплывется отформованная бетонная смесь после снятия стандартного конуса и характеризует подвижности бетонной смеси.

Из таблицы видно, что наиболее эффективно повышает подвижности бетонной смеси широкая фракция тяжёлой смолы пиролиза и полученное значение сопоставимо с промышленным аналогом.

Таким образом, тяжёлая смола пиролиза производства ОАО «Нафтан» может использоваться как потенциальный сырьевой источник для получения суперпластификатора в бетонной смеси.

Таблица 1

Анализ подвижности бетонной смеси по расплыву

Сульфируемая фракция ТСП	Расплыв, мм для 0,4 % масс. суперпластификатора в бетонной смеси
Широкая фракция ТСП	85×70
Фракция ТСП 180 – 210°С	50×50
Фракция ТСП 210 – 220°С	52×55
Фракция ТСП 210 – 230°С	70×65
Пластификатор С-3	87×65

Вторым направлением использования ТСП предложено её вовлечение в производство противосмерзающего средства, применяемого при перевозке твердых углеродсодержащих рыхлых пород с повышенной влажностью.

В осенний и особенно зимний период при перевозке твердых углеродсодержащий рыхлых пород с повышенной влажностью (нефтяного кокса, каменных и бурых углей, антрацита и т.п.) возникают серьезные проблемы с их выгрузкой. Потому как они налипают и примерзает к металлической поверхности вагонов и смерзается в самой массе грузов, что приводит к тому, что до 50% массы остается невыгруженной и требуется дополнительная очистка экскаваторами, использование конвективных гаражей размораживания (теплянок) для восстановления сыпучести смерзшихся грузов при этом увеличивается стоимость перевозки на 20…25% [1, 6, 7].

Проведенные исследования позволили установить, что в качестве противосмерзающего средства для твердых углеродсодержащий рыхлых пород, используемых как топливо, возможно использование жидкой фракции 180-230°С тяжелой смолы пиролиза производства ОАО «Нафтан», при этом предлагаемое противосмерзающеее средство характеризуется следующими свойствами:

– низкой температурой застывания (ниже минус 45 °С);

– не снижает теплотворную способность твердого углеродсодержащего топлива;

– хорошо смазывает металлическую поверхность, не вызывая при этом коррозии;

– не пожароопасно, имеет температуру вспышки (выше 50°С),

– не уступает по свойствам промышленному аналогу Ниогрину, эквивалента ему по стоимости;

– может вырабатываться в количествах, необходимых для удовлетворения потребности, с учетом расхода до 2 % мас. на массу кокса.

Таким образом, с целью повышения рентабельности пиролизных установок нефтехимических производств НПЗ рекомендуется организация комплексного технологического процесса по переработке тяжелой смолы пиролиза углеводородного сырья, включающего процессы первичного фракционирования на узкие фракции с целью последующего их использования в получении противосмерзающего средства, применяемого при перевозке твердых углеродсодержащих рыхлых пород с повышенной влажностью, а также суперпластификатора для бетонной смеси.

Литература

1. Bulauka Y. A., Liakhovich V. A., Adamovich D.N. Reduction of airborne particulate matter emissions associated with petroleum coke production // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2020. – 962(4), 042075. DOI:10.1088/1757-899X/962/4/042075.
2. Bulauka Y. A., Yakubouski S. Rational refining of heavier cut of pyrolysis gas oil // Abstract book of 10th International Youth Scientific and Practical Congress «Oil and Gas Hori-zons», Moscow, November 19-22, 2018. – Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University). – Moscow, 2018. – 61 p.
3. Bulauka Y.A., Yakubouski S.F. PGO Processing with azeotropic rectification to extract naphthalene // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources 2019- Litvinenko (Ed) , Taylor & Francis Group, London. – 2020 – Volume 2. – P.495–501. DOI: 10.1201/9781003014638.
4. Bulauka Y.A., Yakubouski S.F. Process to extract high purity naphthalene from the heavier gas oil fraction from naptha crackers producing ethylene // Scientific Conference Abstracts of XV International Forum-Contest of Students and Young Researchers «Topical issues of rational use of natural resources», St. Petersburg, May 13-17, 2019. – Saint-Petersburg Mining University. – St. Petersburg, 2019. – P. 24.
5. Shulha A., Vashkova N., Yakubouski S.F. Variety of heavy residual oil applications //European and national dimension in research. Technology = Европейский и национальный контексты в научных исследованиях : Electronic collected materials of XI Junior Researchers' Conference, Novopolotsk, May 23-24, 2019 / Polotsk State University ; ed. D. Lazouski [et al.]. – Novopolotsk, 2019. – P.96–97.
6. Булавка Ю.А., Ляхович В.А. Снижение воздействия коксовой пыли на работников путем использования пылеподавляюще-противосмерзающего средства // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В. Промышленность. Прикладные науки. – 2020. – № 3. – С. 83–87.
7. Булавка Ю.А., Ляхович В.А., Москаленко А.С. Современные направления переработки тяжелой смолы пиролиза углеводородного сырья // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Международной научно-практической конференции/ отв. ред. П. В. Евтин. – Тюмень: ТИУ, – 2018. – С. 31–33.
8. Булавка Ю.А., Якубовский С.Ф. Разработка эффективной технологии извлечения нафталина из тяжелой смолы пиролиза // Инновационные материалы и технологии: материалы докладов Международной научно-технической конференции молодых ученых. – Минск: БГТУ. – 2019. – С.211–214.
9. Булавка Ю.А., Якубовский С.Ф., Ляхович В.А. Получение нафталина - нового для белорусского рынка продукта малотоннажной химии // Сборник материалов 4-го Белорусско-Балтийского форума «Сотрудничество – катализатор инновационного роста», Минск, 31 мая - 1 июня 2018 года, г. – Минск: БНТУ, – 2018. – С.62–63.

10. Булавка Ю.А., Якубовский С.Ф., Ляхович В.А. Получение товарных продуктов из тяжелой смолы пиролиза // Актуальные вопросы современного химического и биохимического материаловедения: материалы V Международной молодежной научно-практической школы-конференции (г. Уфа, 4-5 июня 2018 г.) / отв. ред. О.С. Куковинец. – Уфа: РИЦ БашГУ. – 2018. – С. 54–57.
11. Булавка Ю.А., Якубовский С.Ф., Хохотов С.С., Ляхович В.А. Инновационный подход к переработке тяжелой смолы пиролиза углеводородного сырья // Сборник трудов XII Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, – 2018. – С.23–26.
12. Шведов А.П., Якубовский С.Ф. Состав углеводородного сырья и особенности технологического процесса получения пластифицирующих добавок в бетонные смеси // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия F. Строительство. Прикладные науки. – 2014. – № 8. – С. 72–79.
13. Шведов А.П., Якубовский С.Ф.Развитие технологии получения пластификатора бетонных смесей на основе тяжелых жидких продуктов пиролиза // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия B: Прикладные науки. – 2006. – № 3. – С. 45–49.
14. Шульга Е.А., Булавка Ю. А., Якубовский С.Ф. Суперпластификаторы для цементных систем на основе тяжелой смолы пиролиза // Материалы международной научно-практической конференции молодых исследователей им. Д.И. Менделеева: сборник статей / отв. ред. А. Н. Халин. – Тюмень: ТИУ, 2021 – С. 78–81.
15. Якубовский С.Ф., Булавка Ю. А., Шульга Е.А., Вашкова Н.С. Суперпластификаторы для бетонной смеси на основе тяжелой смолы пиролиза// Нефтехимия – 2020: материалы III Междунар. науч.-техн. форума по хим. технологиям и нефтегазопереработ., Минск, 2–3 декабря 2020 г. – Минск: БГТУ, 2020. – С.14–17.

НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ДИОПСИДОВОЙ КЕРАМИКИ НА ОСНОВЕ ВЫСОКОКОНЦЕНТРИРОВАННЫХ ВЯЖУЩИХ СУСПЕНЗИЙ (ВКВС) БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЛИНИСТОГО СЫРЬЯ

Горбачев Д.В., Шарафеев Ш.М., Кутугин В.А.
Научный руководитель – профессор В.И. Верещагин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Высококонцентрированные вяжущие суспензии (ВКВС) на основе кремнегеля, получаемые измельчением плавленого кварца, впервые предложил Пивинский Ю.Е. для изготовления огнеупорных изделий [1]. Данная технология получила развитие в области производства огнеупорных изделий из простых оксидов Al_2O_3, ZrO_2 и оксидных соединений $MgO \cdot Al_2O_3$ с температурой плавления выше 2000 °С [2]

Нами получены положительные результаты при изготовлении силикатной керамики на основе ВКВС из масс с частичной и полной заменой глинистого сырья на природное непластичное сырье (таблица 1).

Таблица 1

Компонентный состав керамических масс

Компонент	Масса без диопсида	Масса с добавкой диопсида	Масса на основе диопсида без глины
Щелочной каолин	53	47,12	-
Каолин	18,53	3,66	-
Глина ЛТ-1	21,27	36,5	-
Кварцевый песок	7,2-	-	-
Диопсидовый концентрат	-	12,72	70
Дегидратированный перлит	-	-	30

Частичная замена каолина (17 %) на непластичный силикат в фарфоровой массе состава: обогащенный каолин 25,53 %, пластичная глина (белая) 21,27 %, щелочной каолин 53,19 %. В щелочном каолине 60-65 % непластичные компоненты кварц и полевой шпат. Соотношение глинистых компонентов к непластичным составляет 1,82:1,00. Обжиг образцов традиционного состава при пластичном формовании и образцов сформованных литьем высококонцентрированных вяжущих суспензий показал следующее: использование ВКВС позволило уменьшить температуру обжига на 100 °С с 1320 °С до 1220 °С при увеличении прочности на 30 %. (таблица 2). Физико-химические процессы при обжиге керамики с добавкой диопсида нами рассмотрены в публикации [3].

Таблица 2

Свойства электротехнической керамики традиционного состава и из массы с диопсидом

Характеристики	Керамика из массы без диопсида	Керамика из массы с диопсидом
Температура обжига, °С	1320	1220
Водопоглощение, %	0,01	0,02
Предел прочности при изгибе, МПа	56	73
Удельное объёмное электросопротивление при 100 °С, Ом·см	$2{,}18 \cdot 10^{12}$	$2{,}92 \cdot 10^{12}$
Электрическая прочность при частоте 50 Гц, кВ/мм	24	33
Относительная диэлектрическая проницаемость при 20 °С	5,8	5,9

Исключение глинистых компонентов в керамических массах при использовании технологии ВКВС дало возможность перейти на двухкомпонентную шихту: компонент, формирующий кристаллическую фазу, и компонент, образующий расплав. Исследовались массы, содержащие 70 % и 80 % природного диопсида ($CaMgSi_2O_6$) и 20–30 % компонента, образующего расплав. Лучшие результаты по свойствам получены при содержании компонента- плавня 30 %.

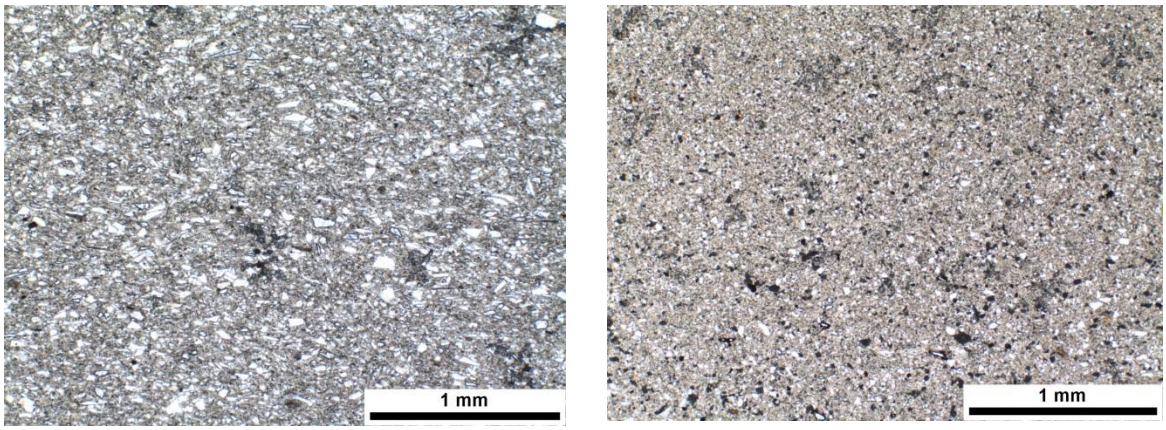
В таблице 3 представлены водопоглощение и прочностные свойства данных образцов после обжига при температурах от 1000 °С до 1200 °С. Максимальные значения прочности соответствуют температуре обжига 1100 °С. Спекшееся состояние при водопоглощении 0,4 % сохраняется у образцов после обжига до 1200 °С с потерей прочности на 12,5 % за счет увеличения закрытой пористости.

Таблица 3

Свойства диопсидовой керамики из двухкомпонентной шихты без глины после обжига при температурах от 1000 до 1200 °С

Температура обжига, °С	Водопоглощение, мас. %	Прочность при изгибе, МПа	Прочность при сжатии, МПа
1000	15	-	215
1100	0,7	41,5	450
1150	0,4	34,3	350
1200	0,4	35,2	358

Кроме этого высококонцентрированная вяжущая суспензия была получена измельчением обожженной керамики с добавкой диопсида пластичного формования. Прочность обожженных образцов, сформованных центробежным литьем из полученной суспензии, увеличилась на 20 %. Микроструктура образцов керамики представлена на рисунке 1. Микоструктура керамики повторного обжига с использованием ВКВС, отличается однородностью и меньшим размерами кристаллов и кристаллических агрегатов (рис. 1).



а ***б***

Рис. 1 Микрофотографии структуры образцов керамики из массы с добавкой диопсида (12,72%) после обжига при 1220 °С
а) Формование образца пластичным способом
б) Формование образца центробежным литьем высококонцентрированной вяжущей суспензии (ВКВС), полученной измельчением обожженной керамики пластичного формования

Проведенные исследования показывают, что использование высококонцентрированных вяжущих суспензий (ВКВС) в технологии силикатных керамических материалов позволяет уменьшать и исключать глинистые компоненты в составе шихт и применять все виды литья изделий, а также способы виброформования. Применение ВКВС позволяет вторичное использование керамических изделий после их экслуатации. Исходя из заданных свойств керамического материала температуру его обжига можно минимизировать, меняя состав и количество плавня. Основные преимущества использования высококонцентрированных вяжущих суспензий в технологии силикатной керамики следующие: возможность перехода на двухкомпонентные шихты; снижение влажности литьевого шликера до 15-18 %, отсутствие усадки при сушке и снижение её при обжиге до 5-7 %, отсутствие размокания в воде сформованных изделий, возможность изготовления плоских и крупноразмерных изделий. Технология ВКВС применима для изготовления большого ассортимента изделий строительной керамики, включая крупноразмерную черепицу, керамические обои, подоконники, корпуса и декоративные элементы каминов, панели облицовки фасадов и др.

Литература

1. Пивинский Ю.Е., Ромашин А.Г. Кварцевая керамика. – М.: Металлургия, 1974. – 264 с.
2. Пивинский Ю.Е. Кварцевая керамика и огнеупоры. – М.: Теплоэнергетик, 2008. – 458 с.
3. Верещагин В. И., Горбачёв Д. В., Могилевская Н. В. Электротехнический фарфор низкотемпературного обжига с добавками диопсида // Стекло и керамика. – 2021. – № 1. – С. 21–27.

ЗОЛЬНО-ЦЕМЕНТНЫЕ КОМПОЗИЦИИ

Заика А.А.
Научный руководитель – доцент Н.А. Митина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

Современная топливная промышленность производит большое количество энергии. Учитывая современные требования «зеленого мира» остро встает вопрос отходов твердого топлива - зол. Существуют технологии использования таких отходов, но они не покрывают большую часть имеющихся и производимых многотоннажных отходов либо в виду нерентабельности транспортировки, либо не пригодности в виду физико-химический свойств. Использование золы в качестве добавки к бетонам известно очень давно, но тип золы определяет вид бетона, в котором она может применяться. Расширяющиеся золы от сжигания бурых углей целесообразно применять в составе тампонажных растворов, и самостоятельно твердеющих смесей. Но тампонажные растворы не имеют широкого применения, в отличии от общестроительных. Применение зол в качество самостоятельно твердеющих вяжущих композиций не допустимо вследствие непредсказуемого протекания процесса гидратации и твердения, а также последующей эксплуатации, из-за нестабильного химического и минералогического состава. Поэтому исследования по разработке составов и технологии уникальных функциональных материалов с использованием полезного минералогического состава зол являются в настоящее время весьма актуальными.

Состав и свойства золы уноса от сжигания бурых углей

Физико-химические свойства зол определят направление их использования. В связи с высокой дисперсностью золы могут использоваться в виде активных микронаполнителей в бетоне, влияя на реологические свойства бетонной смеси и прочностные характеристики бетонного камня. Пуццолановая активность золы напрямую влияет на физико-химические процессы твердения бетонного камня.

Физико-химические свойства зол от сжигания бурых углей определяет большое количество факторов – состав исходных бурых углей, способ их сжигания, способ удаления отходов от сжигания углей и т.д. [1]

Физические свойства зол-уноса обусловлены способом её происхождения – расплавленные капли стеклофазы уносятся с печными газами и образуют микросферы. В следствии состава стеклофазы они могут иметь как ровную поверхность, так и пещеристую, ребристую и т.п. Затем вследствие технических операции или внутренних напряжений какая-то часть разрушается и образуются микросферы обломочного характера. Таким образом зола-уноса представляет собой тонкодисперсный материал, состоящий из полых микросфер, целого или обломочного характера и агрегатированных частиц. [2]

Золы-уноса от сжигания бурых углей в основном представляют собой высококальциевые золы (содержание CaO больше 10 %). В их состав может входить от 2 до 25 % клинкерных минералов, свободный оксид кальция, свободный оксид магния от 0 до 10%, сульфат кальция от 1 до 20%, стеклофаза от 15 до 60% и нерастворимый остаток от 5 до 50%. Таким образом состав высококальциевых зол отличается в широком диапазоне, поэтому для использования золы необходимо с достаточной периодичностью исследовать её состав. [3]

В связи с вышеизложенным, целью нашей работы является исследование состава представленных проб зольного материала и установление возможности применения зольного материала в качестве компонента смешанных композиций зольно-цементного вяжущего.

Методы и материалы

В ходе исследования использовались две пробы золы-уноса с разных мест золоотвала Красноярской ТЭЦ-3 (зола-уноса 1 и зола-уноса 2), портландцемент марки 42,5Б производства ООО «Топкинский цемент» (Кемеровская область), в качестве жидкости затворения использовалась вода.

Для исследования фазового состава зольных материалов использовали ДРОН-3М с использованием излучения Cu-анода, шаг сканирования 4 °/мин, время измерения интенсивности в точках сканирования 1 с, напряжение на трубке 40 кВ, сила тока 30 мА. Электронно-микроскопические исследования проводились с помощью электронного микроскопа JEOL 6000. Съемку образцов проводили с ускоряющим напряжением электронного пучка 10 – 15 кВ в условиях низкого вакуума.

Рентгенофазовый анализ зольных материалов показал наличие следующих минеральных фаз: CaO, $CaSO_4$, $Al_2O_3 \cdot SiO_2$, Fe_2O_3. Отмечается высокая удельная поверхность для проб золы-уноса 1 и 2 соответственно 4638 $см^2/г$ и 4006 $см^2/г$. Данные по удельной поверхности подтверждаются электронной микроскопией. На рисунке 1 (а, б) представлены снимки проб зольных материалов при увеличении ×1000. Зола-унос 1 (рис. 1, а) представлена остеклованными микросферами, многочисленными тонкими зернами и их агрегатами. Зола-унос 2 (рис. 1, б) отличается тем, что не имеет остеклованных микросфер. Сферические образования имеют пористую структуру, как бы сложенную из отдельных тонких частиц золы.

Состав агрегатов обуславливает высокую гидравлическую активность, но низкую прочность образцов.

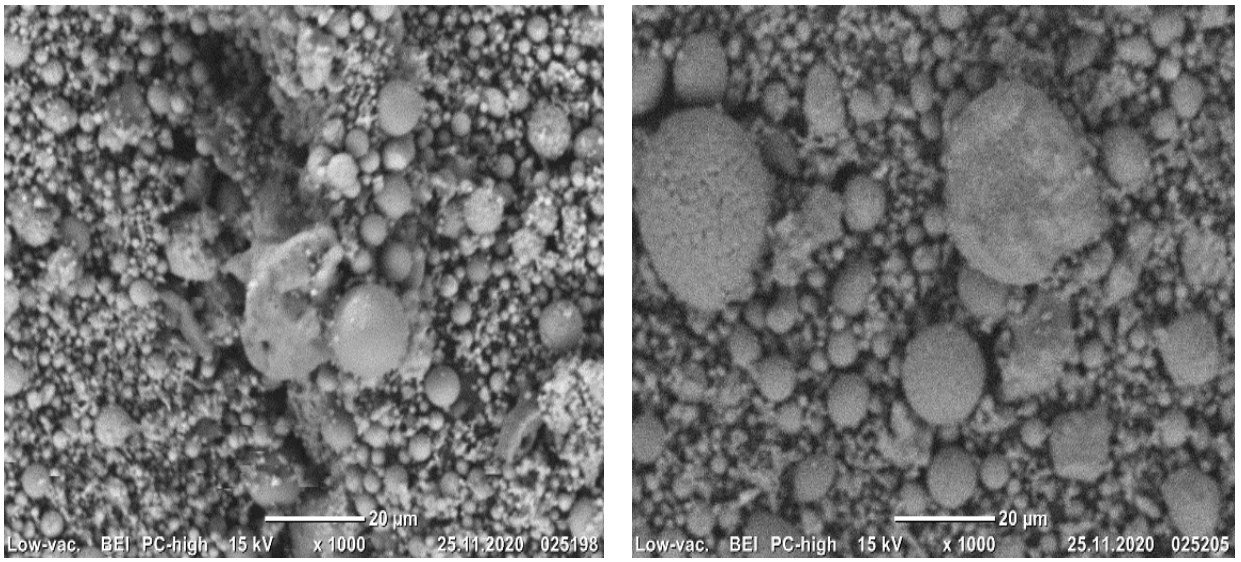


Рис. 1 Электронное фото золы-уноса: а – зола-уноса 1; б – зола-уноса 2

Исследование физико-механических характеристик образцов золо-цементных смесей

Были проведены эксперименты по взаимодействию зол-уноса Красноярской ТЭЦ-3 с портландцементом с целью определения оптимальных дозировок золы-уноса для формирования прочной материальной структуры и кристаллической решетки. Состав и свойства образцов зольно-цементных композиций представлены в таблице 1.

Таблица 1

Составы и свойства зольно-цементных композиций

№ состава	Количество цемента, % масс.	Количество добавки		Нормальная густота, %	Прочность при сжатии, МПа			
		Зола 1, % масс.	Зола 2, % масс.		3 сут	7 сут	14 сут	28 сут
1	100	0	0	26	11,48	23,85	36,5	48,54
2	0	100	0	25	12,91	14,68	16,28	8,45
3	90	10	0	25	51,58	38,55	47,37	55,29
4	80	20	0	25	40,58	38,77	44,35	32,48
5	70	30	0	24	36,82	39,36	42,16	44,64
6	0	0	100	25	19,48	15,54	14,36	10,82
7	90	0	10	25	51,93	46,99	52,18	52,98
8	80	0	20	25	49,79	58,94	46,44	47,94
9	70	0	30	24	39,62	45,12	57,04	36,62

В ходе исследования было установлено, что образцы чистой золы-уноса 1 показывают невысокий прирост прочности в первые 14 суток, и уменьшение прочности при сжатии на 28 сутки. При добавке золы-уноса 1 в 10-20% прослеживается нестабильный рост прочности при сжатие, при добавке в 30% видно что в первые 3 суток высокую прочность при сжатии и небольшой прирост прочности при сжатии в 28 суток, но имеется общая прослеживаемая тенденция увеличения прочности при сжатии. Образцы чистой золы-уноса 2 показывают высокую прочность при сжатии в первые сутки твердения, но имеется общая тенденция уменьшения прочности при сжатии. При добавке золы-уноса 10, 20 и 30% имееется нестабильный рост прочности при сжатии.

Вывод

В результате исследований по возможности применения зольного материала в качестве компонента смешанных композиций зольно-цементного вяжущего было установлено что введение 30% добавки к портландцементу имеет стабильный рост прочности при сжатии кристаллической решетки и ускоряет процессы отвержения смеси.

Литература

1. Волженский А. В. Применение зол и топливных шлаков в производстве строительных материалов / А. В. Волженский, И. А. Иванов, Б. Н. Виноградов. М.: Стройиздат, 1984. – 247 с.
2. Кизильштейн Л. Я. и др. Компоненты зол и шлаков ТЭС. – 1995. – 176 с.
3. Савинкина М. А., Логвиненко А. Т. Золы канско-ачинских бурых углей. – Наука. Сиб. отд-ние, 1979. – 168 с.

ПОЛУЧЕНИЕ SiO_2 ИЗ ЛЕЙКОКСЕНОГО КОНЦЕНТРАТА ФТОРАММОНИЙНЫМ СПОСОБОМ

Леонов Д.И., Смороков А.А.
Научный руководитель – доцент А.С. Кантаев
Национальный исследовательский Томский политехнический, г. Томск, Россия

По содержанию в литосфере кремний является наиболее распространённым элементом, уступая только кислороду. Содержание составляет от 27,6% до 29,5% массы земной коры. Большинство природных соединений кремния содержат в себе кислород, в том числе и кремнезем, обладающий физическими свойствами, которые позволяют получать диоксид кремния различными физико-химическими методами [1].

Аморфный кремнезем находит широкое применение в отраслях промышленности: строительной, химической, резинотехнической, медицинской, косметической и других и пользуется большим спросом на внутреннем российском рынке и в странах ближнего и дальнего зарубежья. Сырьем для производства аморфного кремнезема могут быть различные минералы и химические вещества. Наиболее распространенным кремнеземсодержащим сырьем являются кварцевые пески, которые содержат небольшое количество мешающих примесей [3]. Ввиду своей распространенности, кислородсодержащие соединения кремния являются часто встречаемыми примесями, что может существенно влиять на переработку того или иного сырья. Например, лейкоксеновые руды и концентраты Ярегского месторождения содержат в себе высокую долю диоксида кремния, который не позволяет использовать данное сырье для получения металлического титана хлорным способом.

Проведение фтораммонийного обескремнивания способствует увеличению долю титана в лейкоксеновом концентрате до 85 %, что позволяет использовать его для получения металлического титана. Образуемый в результате раствор гексафторосиликата аммония может служить сырьем для получения чистого диоксида кремния, позволяя регенерировать фториды аммония, которые повторно используются для обескремнивания новой партии лейкоксенового концентрата. В результате удается получать не только высокотитановые концентраты, пригодные для дальнейшего широкого промышленного применения, но также вовлечь кремнисто-титановые продукты обогащения в производство.

В основу первой части анализа выхода осадка оксида кремния было положено следующее уравнение реакции:

$$\left(NH_4\right)_2 SiF_6 + 4NH_4OH \rightarrow SiO_2 \cdot 2H_2O + 6NH_4F \qquad (1)$$

Для проведения опытов раствор, полученный после обескремнивания лейкоксенового концентрата, направлялся на упомянутый процесс. При добавлении водного раствора аммиака происходил рост pH, по достижении определенного значения которого начинает происходить осаждение гидратированного диоксида кремния. С увеличением pH раствора происходит увеличение количества осадка. Определение pH раствора осуществлялось методом потенциометрии с использованием электродов, устойчивых в водных растворах фторидов.

Потенциометрия – это электрохимический метод определения различных физико-химических величин, основанный на измерении равновесного электродного потенциала индикаторного электрода, погружённого в исследуемый раствор. Потенциал индикаторного электрода, определяющийся активностью компонентов электрохимической реакции, измеряется по отношению к электроду сравнения.

Измерение pH важная часть технологического процесса, так как, чтобы производить продукцию с предписанными свойствами, необходимо поддерживать pH в заданном значении. Также от значения pH может зависеть выход продукта, что значительно влияет на себестоимость [2].

Для того, чтобы измерить pH необходимо иметь измерительный электрод, чувствительный к ионам водорода, и электрод сравнения. Электрода сравнения задает стабильный потенциал, относительно которого измеряется потенциал pH сенсора. Чтобы добиться этого эффекта, электрод сравнения должен быть изготовлен из материала, нечувствительного к H+-ионам в раствор. Он также должен хорошо взаимодействовать, со средой образца, в которую он погружен. Конструкция электрода такова, что внутренний элемент сравнения погружен в определённый буферный раствор и непрямо контактирует с раствором образца через мембрану. Эта контактная цепь, обеспечивает стабильный потенциал. На данный момент, не смотря на существование достаточно большого количества систем сравнения, в основном используют хлорсеребрянный электрод, что обоснованно его продолжительным сроком эксплуатации и доступной ценой [2].

Одним из вариантов электрода, чувствительного к ионам водорода, является сурьмяный электрод. Металлооксидные электроды применяются, когда необходимо определить концентрацию водородных ионов в растворе, а также в агрессивных средах, содержащих фторид ионы. Положительным качеством сурьмяного электрода является его небольшое электрическое сопротивление. Применение сурьмяного электрода ограничено особенностью его характеристики: на графике зависимости ЭДС от pH имеются перегибы, сужающие диапазон возможных измерений. Общий диапазон измерения с помощью сурьмяного электрода лежит в пределах от 1 до 13 pH. Точность измерений не превышает 0,2 pH. Если на поверхности электрода образуется оксидная пленка, он дает большие ошибки. Поэтому при эксплуатации следят за состоянием поверхности и по мере необходимости очищают [4].

Исходя из проведенного исследования можно сделать вывод, что при увеличении объема добавляемого гидроксида аммония увеличивается количество осаждаемого диоксида кремния до pH раствора равного 10. Далее, при увеличении значений pH раствора количество получаемого осадка не изменяется.

В заключение стоит отметить, что использование фторидов аммония может найти применение в промышленности для обогащения различного рода сырья с высоким содержанием кремния, например, лейкоксеновые, цирконовые концентраты и т.д.

Литература

1. Головченко А.Н. Кулаков М.В. Шкатов Е.Ф Автоматические контрольно-измерительные приборы для химических производств. – М.: Машгиз. 1961. – 552 с.
2. Оксиды кремния [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://ido.tsu.ru/schools/chem/data/res/neorg. html. Дата обращения: 15.12.2020.
3. Римкевич В.С. Фторидный метод получения наночастиц аморфного кремнезема из кремнеземсодержащего сырья [Текст] / В. В. Мозжерин, А. А. Кажокин, А. З. Сатдаров // Журнал фундаментальные исследования. – 2015. – Т. 2. – № 27. – С. 6055-6060
4. Рогов В.А. Степанов А.Г. Коваленко Г.А. Практикум по физической химии. Потенциометрия: методическое пособие. – Новосибирск: Новосибирский государственный университет, 2007. – 52 с.

ПРИМЕНЕНИЕ РЕЗОНАНСНО-ПУЛЬСИРУЮЩЕГО РАФИНИРОВАНИЯ (РПР) ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПРИРОДНО ЛЕГИРОВАННЫЙХ ЧУГУНОВ

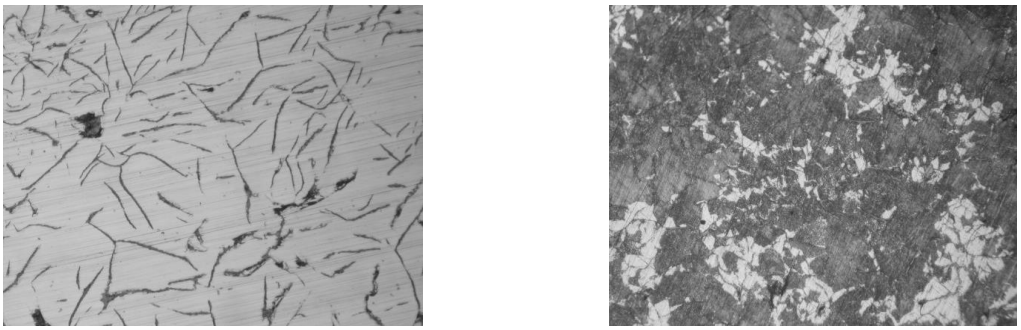
Мягких И.Д., Нерсисян Л.А., Лубяной Д.Д.
Научный руководитель – доцент Д.А. Лубяной
Филиал Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева в г. Прокопьевске, Россия

В работе [1] рассказывается о легировании чугуна при помощи марганца, титана и ванадия, что в свою очередь имеет значительные недостатки, такие как:

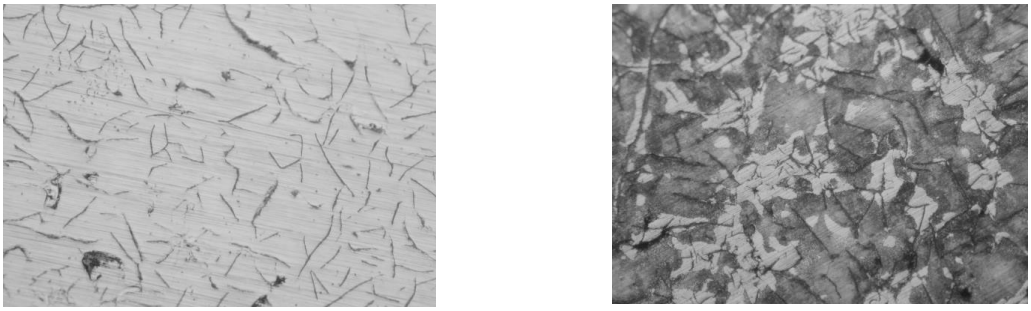
1.Удорожание себестоимости.

2.Требуется наличие дефицитных ферросплавов (например, марганцовых), которые в России производятся в недостаточных количествах.

Поэтому, было предложено изменять микроструктуру чугуна (рис. 1) другими способами, например, применяя внепечное резонансно пульсирующее рафинирование (РПР) [2]. Исследования микроструктуры проводилось с использованием оптических микроскопов МИМ-10, Neophot. На рис. 1 представлены травленая и нетравленые структуры чугуна при увеличении ×100, где А – после продувки методом РПР без присадки стружки, Б – после продувки методом РПР с присадкой стружки.



А



Б

Рис. 1 Микроструктура чугуна после обработки расплава методом РПР:
А – после продувки методом РПР без присадки стружки;
Б – после продувки методом РПР с присадкой стружки

×100

Особенности технологии описаны в статьях [2-12].

Для увеличения качества и снижение себестоимости существует технология внепечной обработки расплавов азотом либо аргоном. Для снижения себестоимости металла применять более дешевый азот целесообразнее. Суть этой технологии в акустическом воздействии газовой струи на струю металла в защитной трубе футерованной огнеупорными материалами. При выплавке чугуна достаточно применять обычные шамотные трубки. Испытания показали, что фурмы, футерованные данными материалами, обладают приемлемой эксплуатационной стойкостью (от 10 до 20 плавок).

При этом применение резонансно пульсирующего рафинирования приводят к тому, что фурмы продолжительное время не зарастают шлаковыми включениями, и продувка продолжительное время происходит в оптимальном режиме.

Опыт эксплуатации данной технологии в литейных цехах Кузбасса показал возможность ее использования для производства машиностроительных и других типов отливок [2]. При обработке опытных данных широко использовали компьютерные методы обработки.

Как известно серые чугуны широко используются в машиностроении для изготовления корпусов редукторов, шкивов, маховиков, блоков цилиндров, гильз, зубчатых колес, распредвалов, коленвалов, муфт и других деталей автомобилей.

Таким образом, разработанная технология позволяет значительно повысить качество чугунных изделий, без использования дополнительных ферросплавов применение данной технологии значительно повысило качество металлопродукции.

Литература

1. Исмаилова Ш.Я., Лубяной Д.Д. Получение природного – легированного чугуна в Кузбассе // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых им. академика М.А. Усова. – 2020. – Том 2. – С.346–348.
2. Лубяной Д.А., Лубяная С.В., Саблина О.И. Эффективность применения термовременной обработки и пульсирующей продувки для рафинирования железоуглеродистых расплавов // Обработка металлов (технология, оборудование, инструменты). –2012. – № 4 (57). – С. 103–107.
3. Лубяной Д.А., Софрошенков А.Ф., Синявский И.А [и др.]. Технология нейтрализации вредного влияния фосфора в чугуне термостойких отливок // Изв. вузов. Черная металлургия. – 1999. – № 10. – С. 47–50.
4. Лубяной Д.А., Гаркавенко В.В., Макаров Э.С. [и др.]. Фосфористые чугуны для термостойких отливок // Металловедение и термическая обработка металлов. – 2002. – № 10. – С. 37–38.
5. 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.
6. Лубяной Д.А., Кустов Б.А., Новиков Н.И. и др.; под ред. к.т.н. Лубяного Д.А., к.э.н. Новикова Н.И. Эффективность современных способов повышения качества изделий из чугуна и развитие металлургических и машиностроительных предприятий в условиях конкуренции. Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2004. – 131 с.
7. Лубяной Д.А. Синявский И.А, Селянин И.Ф. Влияние режимов внепечной обработки на структуру, литейные и механические свойства фосфористых доменных чугунов // Изв. вузов. Черная металлургия. – 2001. – № 6. – С. 53–55.
8. Лубяной Д.А. Анализ механизма и кинетики десульфурации чугуна в кислых индукционных печах промышленной и средней частоты // Литейщик России. – 2006. – № 12. – С. 22–25.
9. Лубяной Д.А. Применение резонансно пульсирующего рафинирования для повышения качества изделий из чугуна // Литейщик России. – 2004. – № 7. – С. 30–32.
10. Лубяной Д.А., Синявский И.А., Селянин И.Ф. и др. Влияние режимов внепечной обработки на структуру, литейные и механические свойства фосфористых доменных чугунов // Изв. вузов. Чернаяметаллургия. – 2001. – № 6. – С. 53–55.
11. Д.А. Лубяной, В.Г. Переходов, В.П. Комшуков, Ю.Н. и др. Патент на ПМ 61710 (РФ), МПК 8 С21 С5/48. Фурма для продувки металла в ковше – 2006131724/22; Заявл.04.09. 2006; Опубл. 10.03.2007, Бюллетень» Изобретения. Полезные модели». – 2007. – № 7.
12. Лубяной Д.А., Газыкул Уулу А., Назаров М.В. Внедрение новых ресурсосберегающих технологий – залог успешного развития предприятий юга Кузбасса // Инновации в информационных технологиях, машиностроении и автотранспорте: Сборник материалов III Международной научно-практической конференции. Редколлегия: Д.М. Дубинкин [и др.]. – 2019. – С. 178–180.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМОВРЕМЕННОЙ ОБРАБОТКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПРИРОДНОЛЕГИРОВАННЫХ ЧУГУНОВ

Назаров М.В., Казанина А.Е., Лубяной Д.Д.

Научный руководитель – доцент Д.А. Лубяной

Филиал Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева в г. Прокопьевске, Россия

В работе [6] представлены данные о результатах легирования чугуна титаном и ванадием. Данный подход имеет значительный недостаток, так как требуется необходимость в легирующих элементах, которых недостаток в России. В работе [10] анализируется, изменение химического состава металла при продувке азотом. Этот метод тоже имеет значительный недостаток, необходимость специального оборудование, которое дефицитно. Поэтому в работе рассматривается возможность изменения микроструктуру чугуна другим способам, например, термовременной обработкой. Из преимуществ данной технологии хотелось бы выделить несколько самых важных для производства:

1. Данный метод не требует добавления легирующих добавок.

2. В нем используется переработка отходов и для него не требуется специального оборудования.

Данная технология заключается в нагреве расплава чугуна до температур (1495-1520 °С). При данной температуре расплав выдерживается в течение 8–10 мин.

В процессе данной обработки крупные спелеобразные включения графита растворяются, что способствует получению в структуре чугуна благоприятных форм графита даже в чугуне различного химического состава (рис. 1). Исходя из этого, можно сказать, что данный метод является оптимальным для металлургических предприятий, так как с помощью его применения повышается качество и снижается себестоимость, что благоприятно сказывается для производства.

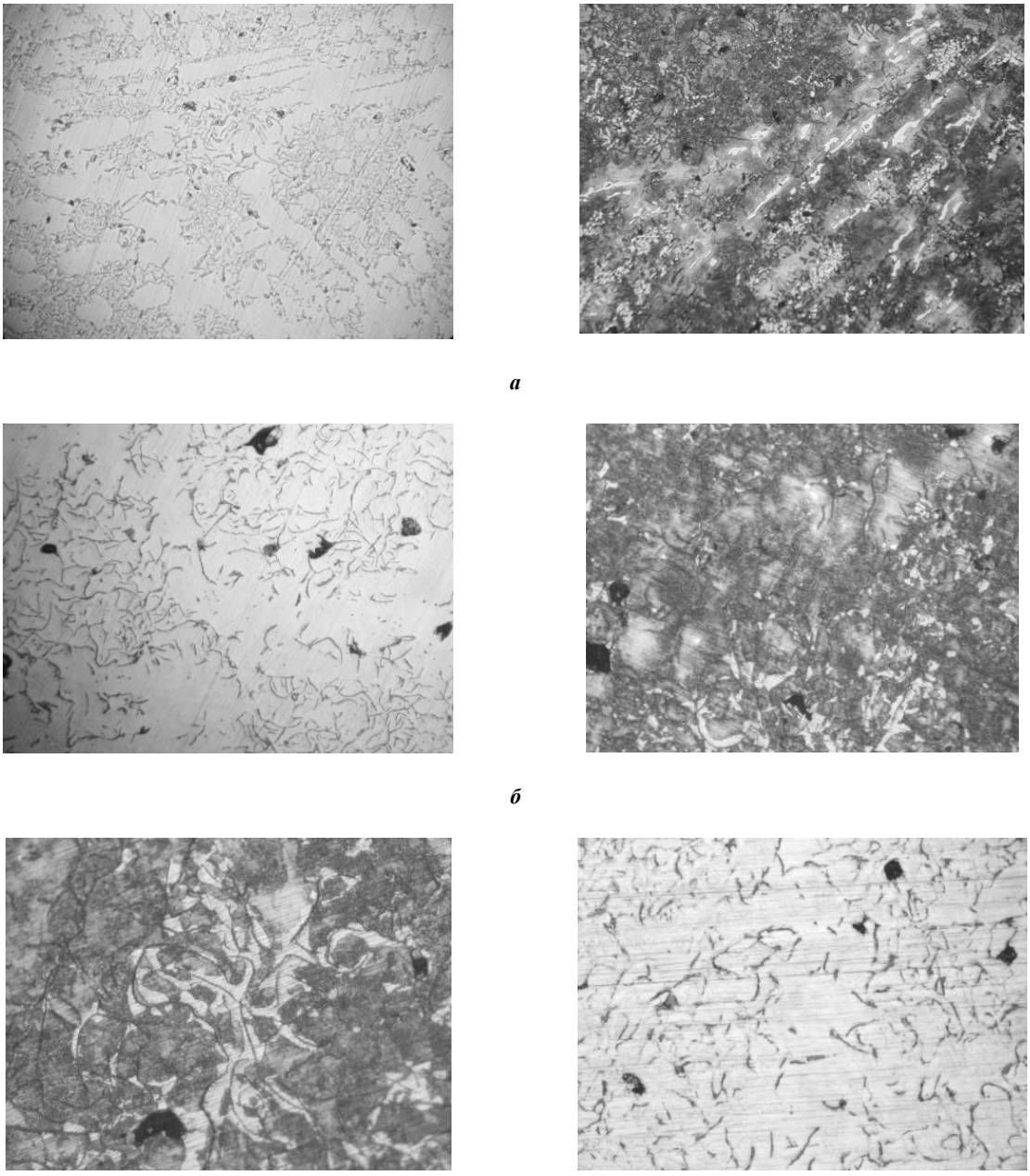


Рис. 1 Структура чугуна различного химического состава после термовременной обработки расплава

а – Si-0,97%, V-0,04%; б – Si-1,02%,V-0,04%; в – Si-1,10%, V-0,05%

Практически все машиностроительные производства оснащены индукционными печами промышленной и повышенной частоты, поэтому внедрение технологий с термовременной обработкой не требует на

машиностроительных заводах использование дополнительного оборудования. При обработке опытных данных широко использовали компьютерные методы обработки.

На наш взгляд применение данной технологии наиболее эффективно при производстве чугунов марок (СЧ10-СЧ30) [2-11].

Так, например, из данных видов чугуна производят корпуса редукторов, шкивы, блоки цилиндров, гильзы, маховики, распредвалы, коленвалы, диски сцепления, муфты, зубчатые колеса. Эта технология легко вписывается в современное производство.

Литература

1. Крышки промежуточных ковшей МНЛЗ из экономно легированного чугуна / Д.А. Лубяной, В.В. Требинская, И.А. Каминская и др. // Сталь. – 2006. – № 5. – С. 40–41.
2. Лубяной Д.А. Результаты внедрения термовременной обработки на предприятиях Кузбасса // Литейщик России. – 2004. – № 7. – С. 22–23.
3. Лубяной Д.А. Лубяной Д.А. Анализ механизма и кинетики десульфурации чугуна в кислых индукционных печах промышленной и средней частоты // Литейщик России. – 2006. – № 12. – С. 22–25.
4. Поведение азота при плавке чугуна в индукционных печах с кислой футеровкой / Д.А. Лубяной, Г.О. Нейгебауэр, В.П. Цымбал и др. // Изв. вузов. Черная металлургия. – 1991. – № 2. – С. 76–80.
5. Повышение стойкости поддонов из чугуна индукционной плавки / Б.А. Кустов, В.И. Чичков, Д.А. Лубяной [и др.] // Сталь. – 1989. – № 6. – С. 28–30.
6. Получение природно–легированного чугуна в Кузбассе / Ш.Я. Исмаилова, Д.Д. Лубяной // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых им. академика М.А. Усова. – 2020. – Том 2. – С. 346–348.
7. 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.
8. Термовременная обработка расплава чугуна / В.С. Цепелев, И.Ф. Селянин, Д.А. Лубяной, Б.А. Баум и др. // Сталь. – 1995. – № 5. – С. 42-45.
9. 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.
10. Эффективность применения термовременной обработки и пульсирующей продувки для рафинирования железоуглеродистых расплавов / Лубяной Д.А., Лубяная С.В., Саблина О.И. Обработка металлов (технология, оборудование, инструменты). – 2012. – № 4 (57). – С. 103–107.
11. 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. Д.А. Лубяного, Н.И. Новикова. – Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2004. – 131 с.

ВЛИЯНИЕ ДОБАВКИ ДОЛОМИТА НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА МИНЕРАЛЬНЫХ ВОЛОКОН

Ниязова Ш.М., Усманов Х.Л., Хомидов Ф.Г., Казакова М.Н.
Научный руководитель – профессор З.Р. Кадырова
Институт общей и неорганической химии, Академия наук Республики Узбекистан, г. Ташкент, Узбекистан

Известно, что в качестве исходного сырья для получения минеральных волокон используются магматические горные породы ультраосновного, среднего и кислого составов различных месторождений: таких как базальты, габбро, амфиболы, алевролиты, диабазы, диабазовые порфириты, граниты, доломиты и др. [3,10] Согласно экспертным оценкам геологоразведочных работ в настоящее время выявлено, что в Республике имеются огромные запасы природных сырьевых ресурсов, пригодных для производства теплоизоляционных материалов. На сегодняшний день разведано достаточно большое количество месторождений, магматических пород различных месторождений, которые могут служить перспективным и потенциально пригодным сырьем в производстве минеральных волокон для теплоизоляционных материалов [11].

Исследуемые магматические породы отличаются по своему химическому и минералогическому составу и поэтому необходимо разработать критерии пригодности этих пород для производства теплоизоляционных материалов, в частности базальтового волокна [1]. Так как для получения высококачественного материала требуются различные технологические подходы и решения [2].

В качестве основного компонента выбрали Карахтайский андезибазальт, а в качестве модифицирующих и плавнеобразующих компонентов использовали доломит Гулмамасайского месторождения и металлургические шлаки. Согласно классической технологии [8] можно отметить, что свойства изделий из магматических, в частности базальтовых пород, естественно определяются, в первую очередь, исходным химическим составом сырьевых материалов, который оценивается на основании модуля кислотности ($М_к$). Отмечено, что чем выше значение модуля кислотности, тем более устойчиво полученное минеральное волокно на основе базальтового сырья к воздействию влаги. Известно, что при производстве минеральных ват величина ($М_к$) сырья или сырьевой композиции по требованиям ГОСТ 4640-2011 не менее 2,0 [4]. Результаты исследований авторов [6,9] показали, что наиболее оптимальным для выработки волокон считается, химический состав, обеспечивающий значение модуля кислотности в диапазоне от 1,5 до 5,0. Однако для получения волокон модули кислотности однокомпонентных шихт должны составлять значения более 4,0 и до 5,5, а иногда 7,0 [5].

Следовательно, для изучения влияние добавок на технологические свойства опытных образцов минеральных волокон на основе Карахтайского андезибазальта с использованием доломита были приготовлены ряд сырьевых смесей двойной композиции «андезибазальт–доломит» (табл. 1).

Таблица 1

Составы шихт на основе двойной композиции «андезибазальт-доломит»

Наименование сырья	Наименование образцов, количество компонентов, масс.%									
	АД-1	АД-2	АД-3	АД-4	АД-5	АД-6	АД-7	АД-8	АД-9	АД-10
андезибазальт Карахтайский	100	95	90	85	80	75	70	65	60	55
Доломит Гулмамасайский	-	5	10	15	20	25	30	35	40	45

Таблица 2

Технологические свойства образцов на основе шихты двойной композиции «андезибазальт-доломит»

Наименование образцов	Технологические свойства		
	Модуль кислотности, $М_к$	Модуль вязкости, $М_в$	Температура плавления, °С
АД -1	9,96	3,32	1240
АД -2	7,50	3,02	1260
АД -3	5,89	2,75	1283
АД -4	4,76	2,50	1305
АД -5	3,92	2,27	1325
АД -6	3,27	2,06	1360
АД -7	2,75	1,86	1350
АД -8	2,33	1,68	1355
АД -9	1,98	1,51	1370
АД -10	1,69	1,35	1390

Результаты технологических свойств двойной композиции на основе «андезибазальт-доломит Гулмамасай» приведены в табл. 2.

Путем математической регрессии рассчитано вязкости расплава опытных образцов на основе «андезибазальт-доломит Гулмамасай» при температурном интервале от 1200 до 1450 °С, которые приведены в табл. 3. На рисунке показан сравнительный график влияния добавок, таких как доломит и шлаки на изменение вязкости расплавов при температуре 1450 °С.

Таблица 3

Изменение вязкости композиций на основе композиций «андезибазальт-доломит» при различных температурах

Наименование образцов	Вязкость при температуре °С, η, Па·с					
	1450	1400	1350	1300	1250	1200
АД -1	17,58	26,52	42,44	75,48	158,55	451,31
АД -2	9,33	13,88	22,22	39,51	83,00	236,26
АД -3	5,20	7,74	12,38	22,02	46,26	131,68
АД -4	3,01	4,47	7,16	12,74	26,75	76,16
АД -5	1,78	2,64	4,23	7,52	15,81	44,99
АД -6	1,06	1,58	2,53	4,49	9,43	26,86
АД -7	0,63	0,94	1,51	2,69	5,64	16,07
АД -8	0,38	0,56	0,90	1,60	3,36	9,57
АД -9	0,22	0,33	0,53	0,94	1,98	5,63
АД -10	0,13	0,19	0,31	0,55	1,15	3,26

Характер кривых показывает, что вязкость расплава двойной композиции при температуре 1450 °С с добавлением шлака Узметкомбината снижается от 17,58 до 3,89 Па·с, а с добавкой доломита от 17,58 до 0,13 Па·с, а также с добавлением в состав шлака АГМК повышает вязкость от 17,58 до 72,05 Па·с [7].

Результаты определения технологических свойств исследуемых опытных образцов показали, что при увеличении содержания добавляемого доломита, температура образования базальтового расплава, вязкость при температуре, модуль кислотности и модуль вязкости уменьшаются, по сравнению с другими модифицирующими добавками, такими как шлаки «АГМК» и «Узметкомбинат», которые незначительно снижают модуль кислотности, температуру образования базальтового расплава, а также при добавление шлака АГМК вязкость повышается при температуре 1450°С.

Таким образом, показано, что на основе двойной

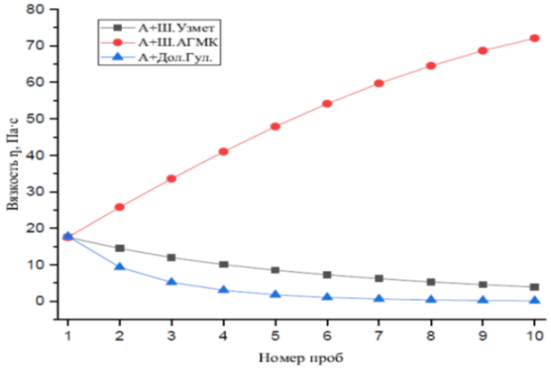


Рис. Сравнительный график влияние добавок доломита, шлаков АГМК и Узметкомбината на вязкость расплавов при температуре 1450 °С

композиции «андезибазальт-доломит» при температуре 1450-1500 °С стекломасса опытных образцов, имеющие оптимальные вязкости, с диапазоном значение вязкости 3-20 Па·с, обладают способностью к волокнообразованию и стабильной вытяжки нити волокна с различными соотношениями добавок.

Литература

1. Singha. K. A Short Review on Basalt Fiber / K. Singha. // International Journal of Textile Science. – 2012. – № 1(4). – P. 19–28.
2. Niyazova Sh.M., Kadyrova Z.R., Usmanov H.L., Khomidov F.G. Chemical and Mineralogical Studies of Magmatic Rocks of Uzbekistan for Obtaining Heat-Insulating Materials // Glass and Ceramics. – 2019. – Vol. 75. – Iss. 11–12. – P. 491–495.
3. Niyazova Sh.M., Kadyrova Z.R., Usmanov H.L., Purxanatdinov A.P. Magmatic rocks of Uzbekistan- raw materials for heat-insulating materials. F.A. Finger-Institut fur Baustoffkunde| Bauhaus - Universitat Weimar. Ibausil-Tagung. – 2018. – Том 2. – P. 1219–1224.
4. ГОСТ 4640-2011. Минеральная вата.
5. Джигирис Д.Д. Основы производства базальтовых волокон и изделий / Д.Д. Джигирис, М.Ф. Махова. М.: Теплоэнергетик, 2002. – 412 с.
6. Казьмина О.В. Минеральные волокна и свойства композитов с их применением: методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу «Современные технологии силикатных композиционных материалов. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 15 с.
7. Ниязова Ш.М. Технологии получения неорганических минеральных волокон на основе Карахтайского андезибазальта для теплоизоляционных материалов. Автореферат. Ташкент, 2020. – 42 с.
8. Патента RU №2361825. 20.07.2009. Бюл. № 20 Способ подготовки базальтового сырья. Кренев В.А., Бабиевская И.З. [и др.]
9. Патент RU 2540676. 10.02.2015. Бюл. № 4. Способ получения непрерывного волокна на основе базальта. Гутников С.И., Липатов Я.В. [и др.].
10. Шевченко В.П. Природное сырье Республики Узбекистан для получения сверхтонкого базальтового волокна // Новые огнеупоры. – 2013. – № 2. – С.6–8.
11. Эргешов А.М., Фимушкин Л.И. Геолого-экономический мониторинг состояния и использования минерально-сырьевой базы нерудного сырья Узбекистана. Т., 2005. 161 с.

ПЕРЕРАБОТКА МОНАЦИТОВОГО КОНЦЕНТРАТА

Перминова И.А.

Научный руководитель – доцент В.В. Тихонов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Монацит является одним из основных промышленных источников тория и РЗМ. Это фосфат редкоземельных элементов цериевой группы, часть из которых замещена торием: $(Ce, La, Nd, Th)PO_4$ [3].

В то же время, Красноуфимский монацитовый концентрат стал серьезной проблемой – он находится в складированном виде в 12 км от г. Красноуфимск Свердловской области уже более 50 лет. Были попытки его утилизации, однако, каждый раз подтверждалась необходимость создания новых, более экономически выгодных и экологически безопасных, методов переработки, либо модернизации классических. Кроме недостатков самих методов переработки сложность состояла в необходимости транспортировки к месту переработки, либо в необходимости создания производства на месте складов, чему не способствует инфраструктура местности.

Усредненный состав Красноуфимского монацита представлен в таблице 1 [2].

Таблица 1

Состав монацитового концентрата ОГУ «Уралмонацит»

Компонент	Содержание, мас. %
Сумма редкоземельных оксидов Ln_2O_3	54,0
Оксид фосфора P_2O_5	22,2
Оксид тория ThO_2	5,4
Оксид железа Fe_2O_3	3,6
Оксид алюминия Al_2O_3	2,8
Оксид кремния SiO_2	4,0
Оксид титана TiO_2	2,2
Оксид кальция CaO	1,4
Оксид магния MgO	1,2
Оксид циркония ZrO_2	3,0
Оксид урана U_3O_8	0,2

На данный момент существует множество способов переработки монацитового концентрата, однако, все они обладают некоторыми недостатками, основными из которых являются стоимость процесса и экологический аспект. Рассмотрим характеристики основных способов переработки монацитового концентрата с получением коллективного концентрата РЗМ и других продуктов [1].

Основные параметры процесса для обсуждаемых способов приведены в таблице 2.

Сернокислотный способ основан на вскрытии монацита концентрированной (93 %) серной кислотой, в результате чего торий и РЗЭ переходят в раствор в виде сульфатов. При использовании для осаждения тория и РЗЭ основные продукты процесса – ториевый концентрат (до 50 % концентрата составляют РЗЭ), раствор РЗЭ и урановый концентрат. Побочные продукты – пары SO_3, радиоактивный газ торон, ^{228}Ra, Ba, $ZrSiO_4$, TiO_2, SiO_2. При этом на каждой стадии продукты попадают в другие фракции, теряются, а фракции требуют более полной очистки. Для дальнейшей переработки РЗЭ на последней стадии переводят в гидроксиды.

Таблица 2

Сравнение способов переработки монацитового концентрата

Параметр процесса	Способ переработки монацитового концентрата		
	Сернокислотный	Щелочной	Хлорирование
Температура, °С	180-210	140-150	700-800
Размер частиц монацита, мм	0,1	0,043	брикеты
Концентрация реагента, %	93	45-50	газ
Расход реагента, т/т концентрата	1,5-2,5	1,5	избыток газа 30 %
Время вскрытия	2-4 ч	3-4 ч	-

Щелочной способ позволяет сразу получать гидроксиды, причем получаемые продукты имеют более высокую чистоту. Монацит вскрывается гидроксидом натрия, в результате чего образуются гидроксиды тория и РЗЭ. Основные продукты – ториевый концентрат, концентрат РЗЭ и тринатрийфосфат (ТНФ), побочные – силикат натрия. Щелочь возвращается в цикл после регенерации.

При **хлорировании** необходимо провести ряд подготовительных стадий – смешение с древесным углем, брикетирование, коксование и проч. При этом выделяется концентрат хлоридов тория и РЗЭ. Процесс протекает при высоких температурах в агрессивной среде хлора, что предъявляет высокие требования к оборудованию. При высоком расходе хлора возможна его регенерация, например, конденсацией.

Попытка создания комплекса по переработке монацитового концентрата была предпринята группой предприятий, выбравших щелочной метод. На основании отчета по результатам опытно-промышленного вскрытия [3] можно сделать следующие выводы:

1) щелочной метод вскрытия предпочтительнее содового по качеству вскрытия монацита (не менее 99 %);

2) необходимо измельчение сырья до 2-4 мкм (изначально крупность составляет 90-1000 мкм);

3) щелочной метод схож с гидрохимическим способом Байера, что позволяет перерабатывать монацит, немного модернизировав линию, либо, наоборот, после решения монацитовой проблемы переоборудовать линию под производство глинозема;

4) при расчете экономической составляющей необходимо учитывать комплексность переработки и стоимость побочных товарных продуктов.

Хлорирование – достаточно затратный способ, требующий многоэтапной подготовки сырья и корозионно-стойкого оборудования. Более распространен сернокислотный способ – универсальный, позволяет перерабатывать бедные концентраты, но стадий значительно больше, продукты получаются менее чистые в сравнении с щелочным способом. Щелочной способ позволяет проводить процесс при более низких температурах, в ходе процесса выделяется меньше побочных продуктов, следовательно, меньше воздействие на экологию; к недостаткам можно отнести необходимость измельчения монацита и стоимость щелочи.

При совмещении измельчения и выщелачивания раствором щелочи можно добиться интенсификации и снижения температуры процесса, чему способствует разрушение гидратных оболочек на поверхности частиц монацита [3].

При выборе методе разделения монацитового концентрата по фракциям также стоит обратить внимание на содержание РЗЭ и тория в концентрате. При высоком содержании РЗЭ и низком тория ряд методов неэффективен, так как требует многократной очистки для получения продукта необходимого качества [3].

Литература

1. Половов И.Б. Ядерно-химическая технология тория: учеб. пособие / И. Б. Половов, А. В. Абрамов, Р. В. Камалов; Мин-во науки и высш. обр. РФ. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2019. – 143 с.
2. Проект «Комплекс по переработке монацитового концентрата» [Электронный ресурс] // Красноуфимский монацит [сайт]. URL: http://www.monazite.ru (дата обра щения: 18.12.2020).
3. Каплан Г.Е. Торий. Его сырьевые ресурсы, химия и технология / Г.Е. Каплан, Ю.И. Заремба, Т.А. Успенская, И.В. Чирков. – Москва: Атомиздат, 1960. – 224 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОЛУЧЕНИЯ КЛИНКЕРНОЙ КЕРАМИКИ ИЗ ПРИРОДНОГО СЫРЬЯ СИБИРСКОГО РЕГИОНА

Поликарпова К.В., Звонарев М.С.

Научный руководитель – профессор Т.В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

За последние годы в строительной отрасли произошло увеличение спроса на клинкерную продукцию. До 2014 в России вся клинкерная керамика была европейского производства. На сегодняшний день в России несколько предприятий, которые производят клинкерный кирпич, и все они находятся в Европейской части страны. В Сибирских регионах клинкерная продукция не производится. Исследование пригодности глин Сибирского региона для производства клинкерной керамики становится важной задачей. Целью данной статьи является рассмотрение возможности применения природного сырья Сибири и разработка составов масс для получения клинкерной керамики.

Глинистое сырье Сибири разнообразно. Известны месторождения огнеупорных глин, каолинов и суглинков в Кемеровской области. Месторождения каолинов и тугоплавких глин были разведаны в Иркутской, Томской и Новосибирской областях. В Красноярском крае перспективным месторождением тугоплавких глин является Кампановское месторождение. Также месторождения суглинков найдены в Новосибирской области и Алтайском крае. [1, 2, 3].

Для определения пригодности в производстве клинкерного кирпича были выбраны две глинистые породы: тугоплавкая светложгущаяся глина Кайлинского месторождения (Кемеровская область) и красножгущаяся легкоплавкая глина Воронинского месторождения (Томская область). Как основной компонент использовалась тугоплавкая глина, легкоплавкая глина, полевой шпат и песок использовались в качестве корректирующих добавок в различных соотношениях.

Для изучения пригодности глин в производстве строительной керамики необходима комплексная оценка материалов, которая включает в себя определение дисперсности, химического составов материалов, физико-химических и технологических свойств [1,2].

Глинистая порода Кайлинского месторождения белого или серого цвета с крупнозернистыми каменистыми включениями. Глинистая порода Воронинского месторождения коричневого цвета, обладает плотной структурой, крупные включения практически отсутствуют. Полевошпатовый концентрат – порошок белого цвета, с остатком на сите № 063 не более 5,0% и влажностью не более 1,0%. Песок с модулем крупности 1,8-2,0 и влажностью не более 7-8%.

По результатам определения гранулометричсекого состава глинистого сырья (табл. 1) согласно ГОСТ 9169-75 «Сырье глинистое для керамической промышленности. Классификация» проба Кайлинской глины по содержанию тонкодисперсных фракций относится к группе среднедисперсного глинистого сырья. Проба глины Воронинского месторождения относится к низкодисперсному глинистому сырью.

Таблица 1

Гранулометрический состав глинистого сырья

Наименование сырья	Содержание, % фракций размером, мм					
	1,0-0,25	0,25-0,06	0,06-0,01	0,01-0,005	0,005-0,001	0,001
глина кайлинская	7,47	1,62	14,48	12,77	20,98	42,68
глина воронинская	1,86	14,43	39,45	5,92	11,55	26,79

Согласно ГОСТ 9169-75 глина Кайлинского месторождения по данным химического состава в прокаленном состоянии (табл. 2) по содержанию Al_2O_3 определяется как, полукислое глинистое сырье. Воронинская глина очень близка к пограничному состоянию между кислыми и полукислыми глинами. По суммарному содержанию красящих оксидов Fe_2O_3 и TiO_2 глины с данных месторождений определяются как, глинистое сырье с высоким содержанием красящих оксидов. В Воронинской глине оксид железа преобладает над оксидом титана, поэтому можно спрогнозировать красный цвет черепка. В глине Кайлинского месторождения преобладает оксид титана, что определит светло-серый цвет после обжига.

Таблица 2

Химический состав сырьевых материалов в прокаленном состоянии

Наименование компонента	Содержание оксидов, масс.%								
	SiO_2	Al_2O_3	TiO_2	Fe_2O_3	MnO	CaO	MgO	K_2O	Na_2O
глина кайлинская	68,36	24,03	3,88	0,95	0,01	0,71	0,33	0,90	0,83
глина воронинская	71,56	15,62	0,90	4,59	0,10	2,67	0,57	2,23	1,77
песок кварцевый	82,68	6,85	0,13	1,53	0,00	6,22	0,74	1,01	0,68
полевошпатовый концентрат	62,40	21,80	0,00	0,18	8,70	0,00	1,06	0,21	5,60

Для определения перспектив получения клинкерной продукции из данных сырьевых материалов проводилось теоретическое исследование нескольких групп составов масс. В таблице 3 представлены химические составы керамических масс в прокаленном состоянии.

Таблица 3

Химические составы керамических масс в прокаленном состоянии

Шифр состава	Содержание, масс.%								
	SiO_2	Al_2O_3	TiO_2	Fe_2O_3	MnO	CaO	MgO	K_2O	Na_2O
Состав 1	69,46	22,33	3,36	0,97	0,39	1,19	0,40	0,88	1,02
Состав 2	70,29	20,13	2,58	1,93	0,41	1,70	0,46	1,23	1,27
Состав 3	70,57	19,38	2,31	2,26	0,42	1,88	0,49	1,35	1,36
Состав 4	70,84	18,67	2,06	2,57	0,42	2,04	0,51	1,46	1,44

Анализ проведенных расчетов позволяет сделать вывод, что при добавлении красножгущейся глины снижается содержание оксида алюминия и оксида титана, содержание CaO и Fe_2O_3 увеличивается. Добавление полевого шпата способствует увеличению содержания оксидов натрия и калия. Из этого следует, что добавление полевого шпата и красножгущейся глины приводит к снижению температуры плавления массы и улучшению спекания и, следовательно, к снижению водопоглощения.

В ходе данной работы теоретически рассматривались физико-химические процессы, протекающие при нагревании масс с помощью тройной диаграммы состояния $SiO_2 \cdot Al_2O_3 \cdot Na_2O$. Все составы при нанесении на тройную диаграмму очень близки друг к другу и попадают в поле кристаллизации муллита $3Al_2O_3 \cdot 2SiO_2$ в элементарный треугольник SiO_2 -альбит-муллит (рис. 1).

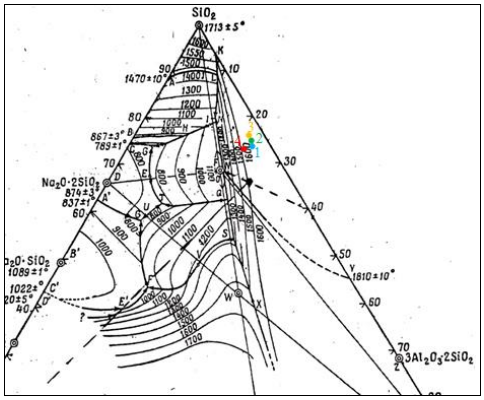


Рис. 1 Фрагмент тройной диаграммы состояния системы $SiO_2 \cdot Al_2O_3 \cdot Na_2O$ с нанесенными точками составов

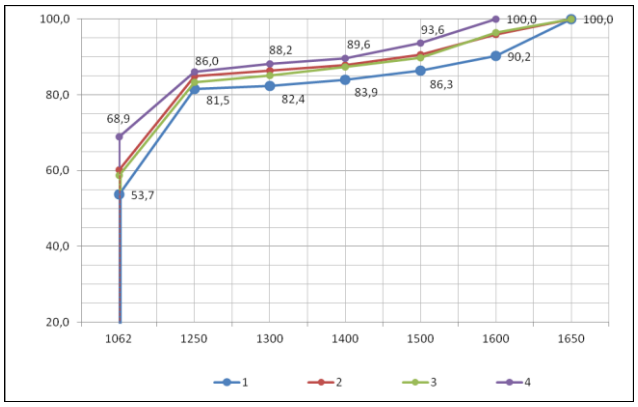


Рис. 2 Кривые плавкости составов исследуемых масс

На рисунке 2 приведены кривые плавкости и данные о количестве расплава каждого состава масс при различных температурах. Из данных графиков можно сделать вывод, что масса 4 имеет наибольшее количество расплава при температуре 1062 °С. Но более перспективными для получения клинкерной керамики представляются составы 2 и 3.

Таким образом, выбранное глинистое сырье в композициях с песком и полевым шпатом является перспективным для получения клинкерной керамики и представляют интерес для проведения промышленного эксперимента.

Литература

1. Егорова Е.Ю., Вакалова Т.В., Погребенков В.М. Структурно-минералогические особенности и технологические свойства светложгущегося глинистого сырья Сибирского региона / Е.Ю. Егорова, Т. В.Вакалова, В.М. Погребенков // Сырьевые материалы. Огнеупоры и техническая керамика. – 2006. – №12. – С.34–40.
2. Вакалова Т.В., Погребенков В.М. Глинистое сырье Сибири для строительной керамики / Т.В. Вакалова, В.М. Погребенков // Стекло и керамика. Сырьевые материалы. – 2002. – №12. – С.23–27.
3. Столбоушкин А.Ю., Фомина О.А., Акст Д.В., Захарченко Л.Е. Особенности глинистого сырья Западной Сибири как сырьевой базы строительной керамики / А.Ю. Столбоушкин, О.А. Фомина, Д.В. Акст, Л.Е. Захарченко // Вестник Тувинского государственного университета. Технические и физико-математические науки. – 2019. – №3. – С.27–36.

ГИДРОМЕТАЛЛУРГИЧЕСКОЕ ОБЕСКРЕМНИВАНИЕ ЛЕЙКОКСЕНОВОГО КОНЦЕНТРАТА

Романенко В.С., Смороков А.А.
Научный руководитель – доцент А.С. Кантаев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Лейкоксеновый концентрат – сыпучий мелкозернистый материал без запаха, который является агрегатами микрокристаллов титансодержащих минералов (различные модификации TiO_2 : рутил, анатаз, брукит) и кварца [1]. Лейкоксен образуется вследствие окисления и/или выветривания ильменита. Данный тип концентратов может быть использован для получения металла титана и его двуокиси (TiO_2). Использующийся в работе лейкоксеновый концентрат был получен с Ярегского нефтетитанового месторождения, который является на территории РФ крупнейшим месторождением титана (640 млн. тонн титансодержащей руды), который содержит более 40 % запасов диоксида титана промышленных категорий в РФ. Содержание титана в руде в пересчете на оксид составляет 9 – 10 %. Обогащение лейкоксеновой руды осуществляется нефтефлотацией при нагревании, в результате чего происходит

перераспределение нефти на поверхностях частиц кварца и лейкоксена – основных компонентов руды. В результате обогащения получают лейкоксеновые концентраты, с различной долей TiO_2 в итоговом продукте. В таблице представлен продукт с наибольшей степенью обогащения по титану [2].

Таблица

Состав исходного лейкоксенового концентрата

Компонент	TiO_2	SiO_2	Fe_2O_3	Al_2O_3	П.п.п.
Значения, %	55,22	31,99	6,83	2,27	3,69

Двуокись титана является самым потребляемым и, по этой причине, самым востребованным для титановой промышленности титансодержащим продуктом на мировом рынке. В 2017 году более 95 % мирового производства (более 7 млн. тонн) титансодержащей продукции пришлось на данное соединение. Главные области потребления TiO2 связаны с использованием его пигментных качеств, к примеру, при производстве лакокрасочной продукции, бумаги, пластмасс, катализаторов и т.д. [3].

Чем больше титансодержащие концентраты содержат лейкоксена и рутила, тем труднее подвергаются разложению серной кислотой. Беря во внимание сложности, которые появляются при непосредственном нагревании смеси титансодержащего концентрата и серной кислоты, для разложения сильноизмененных концентратов вместе с предварительным подогревом реагентов, требуются различные приемы активации лейкоксеновых концентратов [4]. По данной причине вскрытие и переработка лейкоксена, серной кислотой видится бесперспективной и экономически нецелесообразной.

Получение двуокиси титана хлорным способом основано на вскрытии титанового сырья хлором при достаточно высоких температурах (более 700 °С) с образованием четырёххлористого титана. Получение двуокиси титана из TiCl4 возможно осуществить несколькими способами. Недостаток всех этих способов – отсутствие решения проблем эффективного использования образующихся в процессе гидролиза хлористого водорода или соляной кислоты, для возвращения которых необходимо организация дополнительного производства по конверсии HCl в Cl2, что создает дополнительную технико-экономическую и экологическую нагрузку на предприятие. [5].

Помимо диоксида титана, важным продуктом химии титана является сам металл и его сплавы. Получение титана металлического – достаточно сложная химико-технологическая процедура. По факту, это несколько химико-металлургических переделов концентрата, для которых требуются большие затраты энергии, дорогостоящего оборудования и реагентов. В результате из достаточно недорого, сравнительно распространенного природного сырья получается металл значительно более дорогой, чем сталь, алюминий, магний, свинец, цинк, медь и другие цветные металлы.

Главный технологический процесс синтеза чистого титана – взаимодействие его оксидов и хлора и после этого восстановление магнием. В общем виде данный процесс выглядит следующим образом:

1. Производство $TiCl_4$:

$$TiO_2 + Cl_2 \rightarrow TiCl_4 + O_2 \uparrow$$

2. Получение титана при помощи восстановления магнием:

$$TiCl_4 + 2Mg \rightarrow Ti + 2MgCl_2$$

Титан в данном процессе производится в виде пористого металла – так называемой титановой губки, которая после очистки и переплава дает чистый монолитный металл. Хлорид магния идет на электролиз, в результате которого снова получают магний металл и хлор в газообразном состоянии, возвращаемые в процесс.

Из концентратов, которые находятся в природе, подвергаться хлорированию могут только такие концентраты, в которых содержится рутил, по причине содержания в них 94–96 % двуокиси титана. Но данных концентратов достаточно небольшое количество (примерно 10 % массы всего титансодержащего сырья, которое находится в природе), из-за влияния данного фактора, на металлургическую переработку идут ильменитовые концентраты, в которых содержится от 35 до 65 % двуокиси титана. Хлорировать данные титансодержащие концентраты нецелесообразно, по причине того, что большая часть хлора пойдет на взаимодействие с примесями, в основном железом. Повышенное потребление Cl2 на единицу титановой продукции и производство дополнительных отходов создает проблему утилизации отходов. По данной причине ильменитовые концентраты металлургическими методами сначала обогащают – делают такие искусственные титановые продукты, содержание двуокиси титана в которых составляет не менее 70 %, а лучше 85–95 %. Данные высокотитановые искусственные продукты получают следующими способами: химико-гидрометаллургическим переделом ильменитовых концентратов на искусственный рутил, в котором содержится 95–98 % двуокиси титана, или электроплавкой концентратов на титановый шлак, содержащий 70–85 % TiO_2 [6].

Основная цель данной работы заключается в обогащении лейкоксенового концентрата при помощи раствора гидрофторида аммония с получением продукта, пригодного для получения металлического титана. Процесс подразумевает вымывание кремния и других примесей с минимальным растворением самого диоксида титана.

Для начала исходный лейкоксеновый концентрат измельчался в планетарной шаровой мельнице при различном времени измельчения: 0 минут (исходный размер частиц, без измельчения), 2 минуты, 4 минуты, 6 минут, 8 минут, 10 минут и 15 минут. Далее, после измельчения, измельченный лейкоксеновый концентрат подвергался выщелачиванию в агитаторе с использованием магнитной мешалки (1000 об/мин) при различных условиях.

Выщелачиванием называется процесс извлечения одного или нескольких компонентов из твердых тел реагентом, находящемся в жидком состоянии. Выщелачивание сопровождается химической реакцией, в результате которой извлекаемый компонент переходит из формы, не растворимой в воде, в растворимую [7]. При выщелачивании бралась навеска измельченного лейкоксенового концентрата 25 г, взвешивание навески проводилось на аналитических весах, вода (500 мл) и гидродифторид аммония, в количестве, позволяющим получить раствор для выщелачивания с концентрацией по NH_4HF_2 : 10 %, 20 %, 30 % и 40 %. Также варьировалось время выщелачивания:

1 ч, 2 ч, 3 ч и 4 ч. Температура процесса находилась в пределах от 60 °С до 70 °С. При выщелачивании происходят следующие химические реакции:

$$SiO_2 + 3NH_4HF_2 \rightarrow (NH_4)_2SiF_6 + NH_3 + 2H_2O\,,$$

$$Fe_2O_3 + 6NH_4HF_2 \rightarrow 2(NH_4)_3FeF_6 + 3H_2O\,.$$

После выщелачивания проводилась фильтрация полученной пульпы. При фильтрации использовался водоструйный насос, создающий вакуум. Фильтрация проводилась при помощи воронки для фильтрации, колбы для фильтрации и фильтровальной бумаги «Синяя лента». После фильтрации маточный раствор собирался отдельно, для определения выхода кремния и дальнейшего его осаждения для получения диоксида кремния. Твердый остаток, высушивался в муфельной печи и использовался для дальнейшей гидрометаллургической переработки.

Получение диоксида кремния из гексафторсиликата аммония осуществляется с помощью следующих реакций осаждения и прокаливания полученного осадка:

$$(NH_4)_2SiF_6 + 4NH_4OH + (n-2)H_2O \rightarrow SiO_2 \cdot nH_2O + 6NH_4F$$

$$SiO_2 \cdot nH_2O \rightarrow SiO_2 + 2H_2O\uparrow\,.$$

Также есть возможность получения оксида железа (III) из гексафторферрата аммония по следующей реакции пирогидролиза:

$$2(NH_4)_3FeF_6 + 3H_2O \rightarrow Fe_2O_3 + 6NH_3\uparrow + 6HF\uparrow\,.$$

Регенерация фторидов аммония из газовой фазы протекает по следующим реакциям:

$$NH_3 + 2HF \rightarrow NH_4HF_2\,,$$

$$NH_3 + HF \rightarrow NH_4F\,.$$

При упаривании водного раствора фторида аммония возможно выделение аммиака с образованием гидродифторида аммония:

$$2NH_4F \rightarrow NH_4HF_2 + NH_3\,.$$

Проведя анализ экспериментальных данных полученных твердых образцов, удалось добиться увеличения концентрации диоксида титана в продукте с 55 % до 85 %. Доля титана после выщелачивания определялась с помощью энергодисперсионного рентгенофлюорисцентного анализа.

Литература

1. СИТТЕК [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://sittec.ru/leykoksenovyy-kontsentrat/svoystva-i-oblast-primeneniya.php (13.03.2021).
2. СИТТЕК [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://sittec.ru/proizvodstvo/yaregskoe-mestorozhdenietitana.php#:~:text=Ярегское%20нефтетитановое%20месторождение,TiO2)%20промышленных%20категорий%20в%20РФ (13.03.2021).
3. U.S. Geological Survey, 2018, Mineral commodity summaries 2018: U.S. Geological Survey, 200 p., https://doi.org/10.3133/70194932.
4. Заболоцкая Ю.В., Диссертация «Автоклавное обескремнивание лейкоксенового концентрата гидроксидом кальция с получением искусственного рутила», М.: 2014 г., 136 с.
5. Тихонов В.А., Диссертация «Разработка технологии нанодисперсного диоксида титана из растворов тетрахлорида титана», Пермь, 2016 г., 126 с.
6. Металлургия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://metallurgu.ru/books/item/f00/s00/z0000004/st009.shtml (14.03.2021).
7. Большая энциклопедия нефти и газа [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ngpedia.ru/id244635p1.html (13.03.2021).

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНОГО АЛЮМОСИЛИКАТНОГО СЫРЬЯ УРАЛО-СИБИРСКОГО РЕГИОНА В ТЕХНОЛОГИИ КЕРАМИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ

Сергеев Н.П., Березовская А.А., Гришаева Д.О., Максимова В.В.

Научный руководитель – профессор Т.В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Многотоннажное производство алюмосиликатных пропантов сопровождается активным потреблением высококачественного природного сырья, приводя к постепенному его истощению. Возникает необходимость расширения сырьевой базы, замены ранее используемого высококачественных огнеупорных глин и бокситов на менее качественные легкоплавкие глины и техногенное сырье. Одним из недостатков легкоплавких глин является узкий интервал спекания из-за резкого возрастания в них количества железосиликатного расплава при температуре 1000-1100 °С, затвердевающего при охлаждении в виде стеклофазы. Это обусловливает относительно невысокую механическую прочность обожженных образцов и вызывает опасность оплавления гранулированного материала из таких глин в процессе обжига. Для расширения интервала спекания и повышения прочности образцов из легкоплавких глин необходим поиск упрочняющих добавок, механизм действия которых сводится к повышению в них общего содержания кристаллической фазы и соответственно, снижения доли стеклофазы. Имеющийся в литературе практический опыт использования некоторых магматических пород в технологии керамического кирпича, таких как базальтовых пород, гранитов и диабазов свидетельствует об их перспективности, поскольку

позволяют получить изделия с высокими показателями плотности, химической стойкости к агрессивным средам, а также с повышенными показателями механической износостойкостью [1-3].

Целью данной работы является теоретическое прогнозирование физико-химических и технологических процессов в производстве керамических материалов и изделий с повышенными характеристиками прочности на основе низкокачественного глинистого сырья. В исследовании основным компонентом являлась легкоплавкая низкосортная глинистая порода с высоким содержанием песка, пластичная огнеупорная глина использовалась в качестве пластифицирующей добавки. Другим компонентом для упрочнения прогнозируемого керамического материала рассматривались магматические породы – щебень, диабаз и гранит. Химический состав сырьевых материалов приведен в таблице 1.

Таблица 1

Химический состав исследуемых сырьевых компонентов, %

SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	TiO_2	CaO	MgO	K_2O	Na_2O	P_2O_5	$\Delta m_{прк}$
глина легкоплавкая прокаленная									
71,66	14,30	5,17	0,67	4,46	1,07	2,29	0,32	0,06	0,00
глина огнеупорная									
49,13	31,59	1,28	1,78	1,01	0,43	0,30	0,16	0,00	14,33
щебень									
76,37	11,74	3,42	0,47	1,78	0,78	2,00	0,60	0,05	2,80
гранит									
71,87	15,27	2,68	0,35	2,78	0,68	4,46	1,19	0,12	0,61
диабаз									
45,88	15,41	16,93	0,00	6,45	6,60	0,25	5,16	0,36	2,95

Таким образом по химическому составу исследуемая огнеупорная глина относится к основному глинистому сырью (36,9 % Al_2O_3) с невысоким содержанием щелочных и щелочно-земельных оксидов (в сумме менее 1,5 мас. %) со средним содержанием красящих оксидов $Fe_2O_3 + TiO_2$ (3,6 %). По минералогическому составу – это каолинитовая глина с примесью кварца. Легкоплавкая глина представляет кислое глинистое сырье (14,3 % Al_2O_3) с высоким содержанием красящих оксидов, монтмориллонитового состава с высоким содержанием примесного кварца.

Согласно рентгеновскому анализу анализируемые щебень и гранит представляют собой гранитоид, сложенный кварцем и полевошпатовыми минералами в виде смеси калиевого полевого шпата (ортоклаза и микроклина) и натриевого полевого шпата (альбита) со слюдистым минералом в форме биотита. Полевошпатовые минералы определяют перспективность использования данного гранитоида в качестве комплексной добавки в составах керамических масс. Исследуемый диабаз представляет собой полиминеральную породу, сложенную смесью олигоклаза (изоморфная смесь из анортита $CaAl_2Si_2O_8$ и альбита $NaAlSi_3O_8$), авгита (магнезиально-железистый силикат), калиевого и кальциевого полевых шпатов, серпентинита и магнетита.

Физико-химическое моделирование составов сырьевых смесей осуществлялось путем прогнозирования процессов, протекание которых теоретически возможно при нагревании моделируемых композиций на основе легкоплавкой глины с добавками магматических пород. Для этого осуществлялся расчет химического состава композиций глины с добавками, пересчет многокомпонентного химического состава композиций на трехкомпонентный состав по правилу эквивалентных соотношений (правило Рихтера), по результатам которых в трёхкомпонентной системе $FeO - Al_2O_3 - SiO_2$ (рисунок 1) определялись основные характеристики расплавов теоретическим путем, образующихся в исследуемых составах при нагревании (таблица 2).

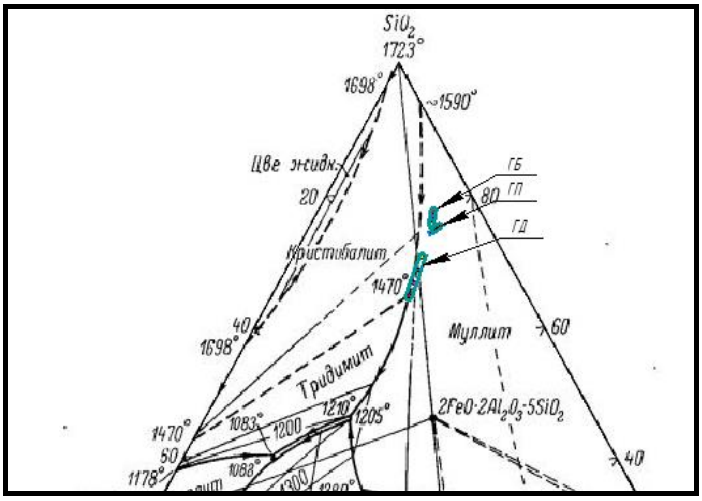


Рис. 1 Расположение изображающих точек составов исследуемых композиций на диаграмме состояния системы $FeO - Al_2O_3 - SiO_2$

Таблица 2

Характеристика процессов плавления (кристаллизации) анализируемых композиций в системе $FeO – Al_2O_3 – SiO_2$

Шифр	Содержание оксидов, %			Температура начала плавления, °С	Содержание эвтектического расплава, %	Температура полного плавления, °С
	SiO_2	Al_2O_3	FeO			
без добавок						
Г-0	74,02	17,30	8,68	1210	27	1605
с добавкой щебня						
ГБ-2	75,36	16,81	7,83	1210	22	1611
ГБ-3	76,02	16,57	7,41	1210	23	1618
ГБ-4	76,69	16,33	6,98	1210	21	1621
ГБ-5	77,35	16,09	6,56	1210	19	1627
с добавкой гранита						
ГП-2	74,48	17,60	7,92	1210	23	1611
ГП-3	74,71	17,76	7,53	1210	21	1614
ГП-4	74,94	17,92	7,15	1210	21	1618
ГП-5	75,17	18,07	6,76	1210	19	1624
с добавкой диабаза						
ГД-2	70,32	18,01	11,67	1210	35	1600
ГД-3	68,41	18,37	13,22	1210	40	1590
ГД-4	66,45	18,75	14,80	1205	7	1570
ГД-5	64,45	19,13	16,41	1205	13	1475

Теоретическое рассмотрение в системе $FeO – Al_2O_3 – SiO_2$ физико-химических процессов, протекающих в исходных магматических добавках при нагревании, свидетельствует о более раннем появлении (1083 °С) в 1,8 раза большем количестве (50 %) эвтектического расплава в диабазе по сравнению с гранитоидом (1205 °С и 28 % соответственно), что, в перспективе, свидетельствует о его более выраженном флюсующем действии в композициях с легкоплавкими глинами по сравнению с гранитоидом. Поэтому предположительно композиции с диабазовой породой будут иметь более низкую температуру спекания по сравнению с композициями с гранитоидом. В общем случае, прогнозируется, что добавки магматических пород к низкосортному глинистому сырью будут способствовать повышению прочности обожженных изделий.

Литература

1. Dhanapandiana, S., Shanthib, M. Utilization of marble and granite wastes in brick products // Journal of Industrial Pollution Control. – 2009. – V. 25. – P. 145–150.
2. Menezes R.R., Ferreira H.S., Neves G.A., Lira H.L., Ferreira H.C. Use of granite sawing wastes in the production of ceramic bricks and tiles // Journal of the European Ceramic Society– 2005. – V. 25. – Is. 7. – P. 1149–1158.
3. Moroz B.I., Chernyak L.P., Luchka M.Kh. The effect of basalt on the sintering tendency of clay of various chemical-mineralogical composition // Glass and Ceramics. – 1976. V. 33. P. 505–507.

ВЛИЯНИЕ КАРБОНАТНЫХ ДОБАВОК НА ПРОЧНОСТЬ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

Сударев Е.А., Киричук Е.В., Коренкова М.Д.

Научный руководитель – доцент Н.А. Митина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время использование добавок различного генезиса позволяет управлять физико-химическими процессами, протекающими в системе «цемент-вода» при схватывании и твердении цемента. Ясное понимание данных процессов, одновременно с высокой культурой производства, позволяет создавать высокофункциональные композиционные материалы (бетоны и растворы) с повышенными технологическими и физико-механических свойствами [1].

Наиболее актуально, в последнее время, применение карбонатных добавок в технологии производства цемента. Изучением данного вопроса занимались исследователи отечественной и зарубежной науки [2, 4-6].

Однако на сегодняшний день влияние карбонатных добавок на процесс гидратации и твердения цемента по-прежнему остается недостаточно изученным.

Поэтому целью настоящей работы является исследование влияния карбонатных добавок на процессы гидратации и твердения цемента.

В качестве основного сырьевого материала в работе использовался портландцемент ЦЕМ I 42,5Б (ГОСТ 31108-2016, ООО «Топкинский цемент», Кемеровская область). Химический состав портландцемента и карбонатных добавок приведен в таблице 1. Минералогический состав портландцемента представлен клинкерными минералами C_3S – 65,4%, C_2S – 14,5%, C_3A – 7,5%, C_4AF – 12,4 %. Их содержание соответствует основным заданным характеристикам клинкера КН – 0,94, n – 2,21, p – 1,33.

Таблица 1

Химический состав портландцемента ЦЕМ I 42,5Б и карбонатных добавок

Наименование материала	Содержание оксидов, %							
	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	SO_3	R_2O	ппп
Портландцемент	21,36	5,51	4,15	67,15	1,35	1,35	-	0,24
Известняк (И)	3,16	1,01	0,44	51,97	0,67	0,16	0,24	42,20
Доломит (Д)	0,40	-	0,08	31,59	21,23	0,32	0,02	46,26

В качестве карбонатных добавок были использованы: известняк (Соломинское месторождение, г. Топки, Кемеровская область), доломит (Таензинское месторождение, Таштагольский район, Кемеровская область).

Карбонатные добавки предварительно высушивали до постоянной массы и измельчали в лабораторной шаровой мельнице.

Приготовление проб осуществлялось путем совместного перемешивания в шаровой лабораторной мельнице портландцемента марки ЦЕМ I 42,5 Б с 20-ю % карбонатных добавок (согласно ГОСТ 31108-2016), в течение 30 минут.

В ходе данной работы определялись нормальная густота и сроки схватывания цементного теста с карбонатными добавками таблица 2.

Таблица 2

Нормальная густота и сроки схватывания цемента с карбонатными добавками

Шифр цемента	Количество добавки, % от массы цемента	$S_{уд}$, $м^2$ / кг	НГ, %	Сроки схватывания, ч-мин	
				начало	конец
ЦЕМ I 42,5 Б	-	355	26,00	2-10	3-15
И	20	376	26,75	2-55	4-07
Д	20	407	26,60	3-20	5-00

Эффективность действия карбонатных добавок на процессы гидратации и твердения цемента оценивалась на основании степеней гидратации и перестройки структуры, теплоты смачивания, используя при этом объемные фазовые характеристики [3] (таблица 3).

Таблица 3

Характеристики цементного камня с карбонатными добавками

Шифр цемента	Степень гидратации $\alpha_г$, %			Степень перестройки структуры $\alpha_п$, %			Теплота смачивания, Дж
	2 сут	14 сут	28 сут	2 сут	14 сут	28 сут	
ЦЕМ I 42,5Б	55,0	60,4	70,8	57,3	63,6	73,0	7,75
И-20	57,6	64,3	70,7	61,2	67,4	73,2	7,44
Д-20	62,8	65,8	68,6	67,0	69,0	72,1	8,14

Из таблицы 3 видно, что у цемента с добавкой Д-20 степень гидратации в поздние сроки твердения (28 сут.) ниже на 3 %, чем у цемента с добавки И-20. Однако в ранние сроки твердения (2 сут) степень гидратации цемента с добавкой Д-20 на 9 % выше И-20.

В свою очередь из анализа таблицы 3 следует, что наибольшее влияние на степень перестройки структуры оказывает карбонатная добавка И-20, которая к поздним срокам твердения (28 сут.) увеличивает ее на 1,4 %, относительно добавки Д-20.

Также данные карбонатные добавки по-разному влияют на теплоту смачивания в цементных системах. Так, ввод добавки И-20 снижает теплоту смачивания на 4 %, а ввод добавки Д-20 увеличивает теплоту смачивания на 5% и связано это с тем, что добавка Д-20 обладает более развитой поверхностью.

Общая пористость цементного камня с карбонатными добавками увеличивается на 5,7-23,9 % по сравнению с бездобавочным цементом (рис. 1). Однако при этом открытая пористость цемента с карбонатными добавками

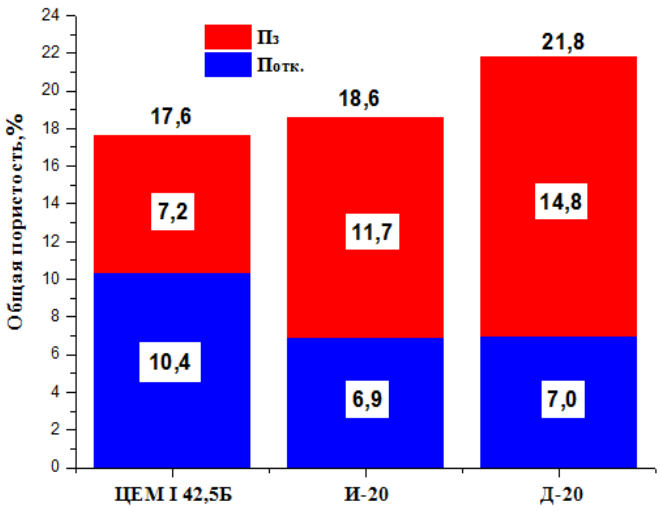


Рис. 1 Пористость цементного камня с карбонатными добавками после 28 сут твердения

снижается в среднем на 33,2 %, а замкнутая – растет в среднем на 84 % (на 62,5 % с И-20 и на 105,5 % с Д-20).

Увеличение замкнутой пористости связано с заполнением свободного порового пространства продуктами гидратации цемента, интенсивность которых зависит от химического взаимодействия гидратируемого цемента с мелкодисперсными карбонатными добавками [2,4,5]. Карбонатные добавки известняк и доломит способствуют кольматации пор, что может привести по прогнозам к увеличению морозостойкости, коррозионной стойкости и, как следствие, повышению долговечности цементов и бетонов на их основе.

Марочная прочность цемента устанавливается по показателям прочности на изгибе и сжатии образцов-балочек размером 40×40×160 мм, изготовленных из пластичного цементного раствора состава 1:3 по массе (цемент:песок) и В/Ц = 0,40.

Полученные образцы твердели в воздушно-влажных условиях в течение 28 суток, после чего их испытывали на прочность при изгибе и сжатии.

Результаты исследования приведены в таблице 4.

Таблица 4

Марочная прочность цемента с карбонатными добавками

Шифр цемента	Количество добавки, % от массы цемента	Прочность после твердения в течение 28 сут, МПа	
		изгиб	сжатие
ЦЕМ I 42,5Б	-	6,8	42,5
И-20	20	5,4	30,4
Д-20	20	6,3	30,4

Из таблицы 4 видно, что ввод карбонатных добавок в количестве 20 % приводит к снижению марочной прочности на 28,5 % и переводу цемента из типа ЦЕМ I 42,5Б в тип ЦЕМ II/А-И(Д) 22,5Н, что соответствует ГОСТу 31108-2016. Применение карбонатных добавок в заданном количестве связано с возможностью «разбавления» цемента до уровня, обеспечивающего получение оптимального значения по прочности [1].

Данный вид цемента может быть использован для приготовления растворов низких марок, для ремонтных работ, а также производства сухих строительных смесей.

Литература

1. Касторных Л.И. Добавки в бетоны и строительные растворы. – Ростов н/Д.: Феникс, 2007. – 221 с.
2. Козлова В.К. Влияние карбонатсодержащих добавок на свойства композиционных цементов / В.К. Козлова, А.М. Маноха, А.А. Лихошерстов, Е.В. Мануйлов, Е.Ю. Малова // Цемент и его применение. – 2012. − № 3. – С. 53–57.
3. Лотов В.А., Кутугин В.А. Технология материалов на основе силикатных дисперсных систем: учебное пособие. − Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 211 с.
4. Лугинина И.Г. Новые пути использования доломитов и магнезиальных известняков в технологии специальных цементов / И.Г. Лугинина, Л.Д. Шахова, Н.В. Литвишова // Известия вузов. Строительство. − 1998. − № 5. − С. 60–63.
5. Тимашев В.В. Свойства цементов с карбонатными добавками / В.В.Тимашев, В.М. Колбасов // Цемент. – 1981. − № 10. – С. 10–12.
6. Hoshino S. XRD/Rietveld Analysis of the Hydration and Strength Development of Slag and Limestone / Seiichi Hoshino, Kazuo Yamada, Hiroshi Hirao // Blended Cement Journal 0f Advanced Concrete Technology − 2006. –Vol. 4. − № 3. − P. 357–367.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОГЕННЫХ ОТХОДОВ В РАЗРАБОТКЕ СОСТАВОВ КЕРАМИЧЕСКИХ МАСС

Таиров С.С., Сабиров Б.Т.

Научный руководитель – профессор З.Р. Кадырова

Институт общей и неорганической химии, Академия Наук Республики Узбекистан, г. Ташкент, Узбекистан

В мире большое значение придается вопросам экономии топливно-энергетических ресурсов путем рационального использования минерально-сырьевых и вторичных материалов в производстве керамических изделий. Основные свойства керамических изделий зависят от процесса спекания алюмосиликатных сырьевых компонентов, так как важнейшие физико-химические процессы, обеспечивающие формирование прочной и свойственной структуры керамического черепка, происходят именно при их спекании. Спекание является многофакторным и сложным процессом, которое основательно определяет функциональные и эксплуатационные свойства обожженного керамического черепка. Особенно, при отсутствии пригодных сырьевых компонентов при производстве облицовочных плиток, в технологическом процессе которых используются конвейерные линии автоматического или программного управления, при выборе сырья на первый план выходит постоянства их химического состава и стабильность физико-химических и технологических свойства. При этом следует отметить, что во всем мире уделяется особое внимание исследованию процессов низкотемпературного спекания алюмосиликатного сырья; использование вторичных ресурсов при разработке составов и технологических режимов получения керамических материалов является актуальной задачей.

В настоящее время, в связи с сокращением запасов традиционного керамического сырья, все актуальнее становится проблема использования в их производстве промышленных отходов. Некоторые из них представляют собой сырье, не требующее дополнительной обработки. Для большей части промышленных отходов характерны значительные колебания химического и минерального состава. Недостаточная изученность самого сырья и его

поведения в массах при термической обработке ограничивает его применение в производстве. Все это приводит к необходимости проведения дополнительных исследований с целью определения возможности использования вторичного сырья для производства различных видов керамических материалов [1].

Керамические стеновые материалы занимают лидирующие позиции на строительном рынке благодаря своим физико-механическим, теплофизическим свойствам, долговечности, экологичности и архитектурной выразительности [2].

В производстве стеновых керамических материалов качество глинистого сырья является важнейшим фактором, определяющим технологические параметры производства и характеристики конечной продукции. Вследствие истощения промышленных запасов природных сырьевых материалов, актуальным является использование отходов различных производств, таких как вторичного каолина и глиежа Ангренского месторождения, отхода пылегазоочистки (ПГО) АО «Узметкомбинат» и отхода Тойтепинского флюоритобогатительной фабрики (ФОФ).

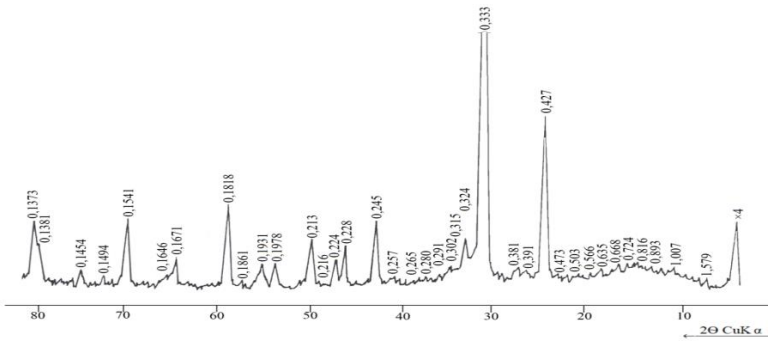


Рис. 1 Рентгенограмма флотоотхода ФОФ

Рентгенограмма проб отхода ФОФ показала, что в основном зафиксированы дифракционные максимумы (рис. 1), относящиеся к минералам β-кристобалита ($\beta-SiO_2$) с дифракционными линиями d=0,164 нм; α-тридимита с линиями ($\alpha-SiO_2$) d=0,381 нм, α-кварц с d=0,334; d=0,426; d=0,182 нм, CaF_2 флюорит с d=0,315; d=0,1931; d=0,165 нм; а также эффекты с меньшей интенсивностью относятся к минералам авгиту d=0,6358, d=0,292 нм; ортоклазу $K_2Si_3AlO_8$ с d=0,324; d=0,216; d=0,668 нм.

Результаты дифференциально-термического анализа ФОФ показали, что на кривой термограммы, (рис. 2) обнаружены эндотермические эффекты при температурах 98, 168, 200 °С, связанные с удалением межслоевой, гигроскопической и адсорбционной влаги.

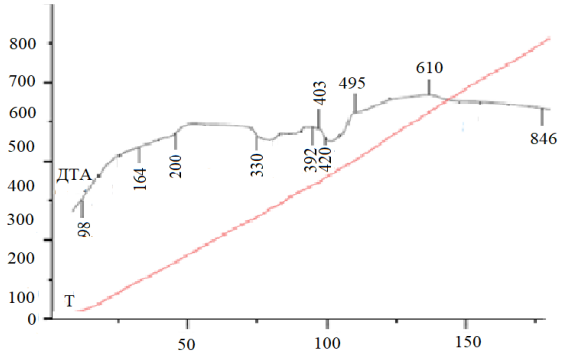


Рис. 2 Дифференциально-термические кривые флотоотхода флюоритобогатительного производства (ФОФ)

Экзоэффекты при температурах 392, 403, 420 °С связаны с выгоранием органических примесей, эндоэффект при температуре 495 °С показывает удаление кристаллизационной воды. Экзоэффект при 610 °С соответствует полиморфному превращению кварца. Экзоэффект при температуре 846 °С относится к разрушению глинистых составляющих и началу процесса образованию полевошпатового расплава.

При этом следует отметить, что глинистые компоненты, в том числе каолины и глины Ангренского месторождения состоят из силлиманитовой группы в виде каолинита, кианита, силлиманита и андалузита, имеющих одинаковый состав, отвечающий формуле $Al_2O_3 \cdot SiO_2$, В результате высокотемпературного обжига этих сырьевых пород происходит разрушение аморфной структуры, приводящее к новообразованию, и все минералы переходят в фазу минерала муллита ($Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$).

При взаимодействии Ангренского каолина и глины в сочетании с пылью газоочистки сталеплавильного производства в интервале температур 900-1200 °С происходит твердофазное химическое взаимодействие согласно реакциям:

$$8(3Al_2O_3 \cdot 2SiO_2) + 6Fe_2O_3 \rightarrow 8(FeO \cdot Al_2O_3) + 2(FeO \cdot SiO_2) + 14SiO_2 \quad (1)$$

$$4(Al_2O_3 \cdot 2SiO_2) + 6FeO \rightarrow 4(FeO \cdot Al_2O_3) + FeO \cdot SiO_2 + 7SiO_2 \quad (2)$$

$$4(Al_2O_3 \cdot 2SiO_2) + FeO \rightarrow FeO \cdot Al_2O_3 + 3Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 + 6SiO_2 \quad (3)$$

При термической обработке композиции на основе Ангренского каолина, глины и пыли газоочистки сначала происходит разложение аморфной структуры каолина, в результате его происходит дегидратация с образованием метакаолинита, силлиманита и свободного кварца, затем метакаолинит с повышением температуры обжига переходит в минерал муллит. Далее, муллит взаимодействует с минералами гематита, который содержиться в пыли газоочистки и образуется железистая шпинель, железистый клиноэнстатит и свободный кварц. При этом силлиманит также взаимодействует с минералами вюстита и первоначально образует железистый клиноэнстатит в

качестве промежуточной фазы данной реакции. Далее, в конечном итого твердофазной химической реакции между Ангренскими каолинами или глинами и пылью газоочистки образуются железистая шпинель, муллит и высокотемпературная форма остаточного кварца [3].

По результатам рентгенофазового анализа обожженных образцов на основе каолина или глины и пыли газоочистки металлургического производства в интервале температур 900-1200 °С, также установлено, образование вышеуказанных минералов, с соответствующими дифракционными максимумами.

Таблица 1

Химические составы используемых сырьевых материалов

Наименование сырья	Содержание оксидов, масс. %									ППП, масс. %
	SiO_2	Al_2O_3	TiO_2	Fe_2O_3	CaO	MgO	K_2O	Na_2O	SO_3	
Ангренский каолин	67,40	18,28	0,37	1,12	1,70	0,20	0,70	0,45	0,10	9,17
Ангренская глина	52,11	25,68	0,39	5,79	1,09	1,19	0,96	0,92	1,73	10,14
Отход ФОФ	86,3	4,33	0,80	4,00	0,78	1,61	0,30	0,30	0,01	0,01
Пыль газоочистки*	6,44	1,33	0,01	47,6	21,3	1,49	-	-	0,01	11,86
*- кроме этих в составе пыль газоочистки содержится, масс. %: MnO – 2,68; ZnO – 4,7										

Таким образом, результаты проведенных исследований по определению химико-минералогических составов, с помощью дифференциально-термического и рентгенофазового анализов показывают, что исследуемые минерально-сырьевые материалы, в частности Ангренский необогащенный вторичный каолин, необогащенная Ангренская пестроцветная глина, Логонская бентонитовая глина, Язъяванский барханный песок, а в качестве плавнеобразующих добавок: железосодержащая пыль газоочистки металлургического производства АО «Узметкомбинат» и флотоотход флюоритообогательной фабрики могут быть использованы в качестве сырьевых компонентов при проектировании и разработке оптимальных составов керамических масс для получения облицовочных плит.

Литература

1. Брученко А.Е. Оценка возможности использования вторичного сырья в керамической промышленности // Стекло и керамика. – 2006. – № 2. – С. 44 – 46.
2. Миненкова Г.Я., Дятлова Е.М., Михальская Т.И. Керамические облицовочные плитки на основе местного сырья и отходов промышленности. Ресурсосберегающие и экологически чистые технологии: труды научно-технической конференции. – Гродно, 1995. – Ч.1. – С. 220 – 225.
3. Сидикова Т.Д. Твердофазные реакции, при обжиге керамических материалов полученных с использованием отходов промышленности // Universum: Химия и биология: электрон. научн. журн. – 2019. – № 5(59). – С. 26 – 31.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЛИНОЗЕМСОДЕРЖАЩЕГО ОТХОДА ПРИ СИНТЕЗЕ АЛЮМИНАТА КАЛЬЦИЯ

Хомидов Ф.Г., Ниязова Ш.М., Усманов Х.Л.

Научный руководитель – профессор З.Р. Кадырова

Институт общей и неорганической химии, Академия Наук Республики Узбекистан, г. Ташкент, Узбекистан

Использование отходов и побочных продуктов различных промышленностей способствует не только экономии топлива, электроэнергии, и природного сырья, но и значительно увеличивает выпуск продукции. Так же сокращаются площади, отводимые под карьеры и отвалы, пригодные для сельского хозяйства, что приводит к улучшению экологического состояния окружающей среды.

В связи с этим, нами была исследована возможность использования глиноземсодержашего отхода Шуртанского газохимического комплекса для синтеза порошки алюмината кальция золь-гель методом.

Керамика из алюмината щелочноземельных металлов является важным материалом благодаря уникальным свойствам, развиваемым фазами алюмината кальция, таким как быстрый набор прочности даже при низкой температуре, высокая жаропрочность, устойчивость к широкому спектру агрессивных воздействий, светочувствительность и биоактивность. Следовательно, он используется в широком спектре приложений, таких как строительная промышленность, керамика, связующие в огнеупорных литых изделиях для сталелитейной промышленности, детекторы, биоматериалы и оптические устройства [1,3-4]. Щелочноземельный алюминат принадлежит к группе шпинелей минералов (MAl_2O_4) [2] с общим химическим составом AB_2O_4 .

За последнее несколько десятилетия было использовано множество методов синтеза алюмината кальция, включая методы гидротермального, синтез со сжиганием, метод Печини, осаждения, а также золь-гель [1-6].

В данной работе золь-гель методом синтезировали $CaAl_2O_4$. Золь-гель метод позволяет формировать необходимые фазовые составы и структуру материала, при более низких температурах.

В качестве сырья для исследования использовали 6-водный хлористый магний ($MgCl_2 \cdot 6H_2O$ марки «ч») и глиноземсодержащий отработанный катализатор, который содержит оксид алюминия 94-96 масс. % (таблица), а также азотную кислоту и поливиниловый спирт.

Минеральный состав глиноземсодержащего отработанного катализатора состоит из гамма-глинозема и гиббсита (рис. 1а). Для получения однофазного гамма глинозема (рис. 1б) проводили термическую обработку глиноземсодержащего отработанного катализатора при 900 °С с выдержкой 2 часа. Фазовый состав используемых материалов и синтезируемого порошка алюмината кальция определяли на дифрактограмме LABX XRD-6100 SHIMADZU на CuKα- излучении, Ni-фильтром с длиной волны 1,5418 Å.

Таблица

Результаты химического анализа отработанного катализатора

Содержание оксидов на воздушно сухое вещество, масс. %					
SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	MgO	CaO	R_2O
1,4-1,7	94-96	0,4-0,6	0,8-1,1	<0,25	<0,45

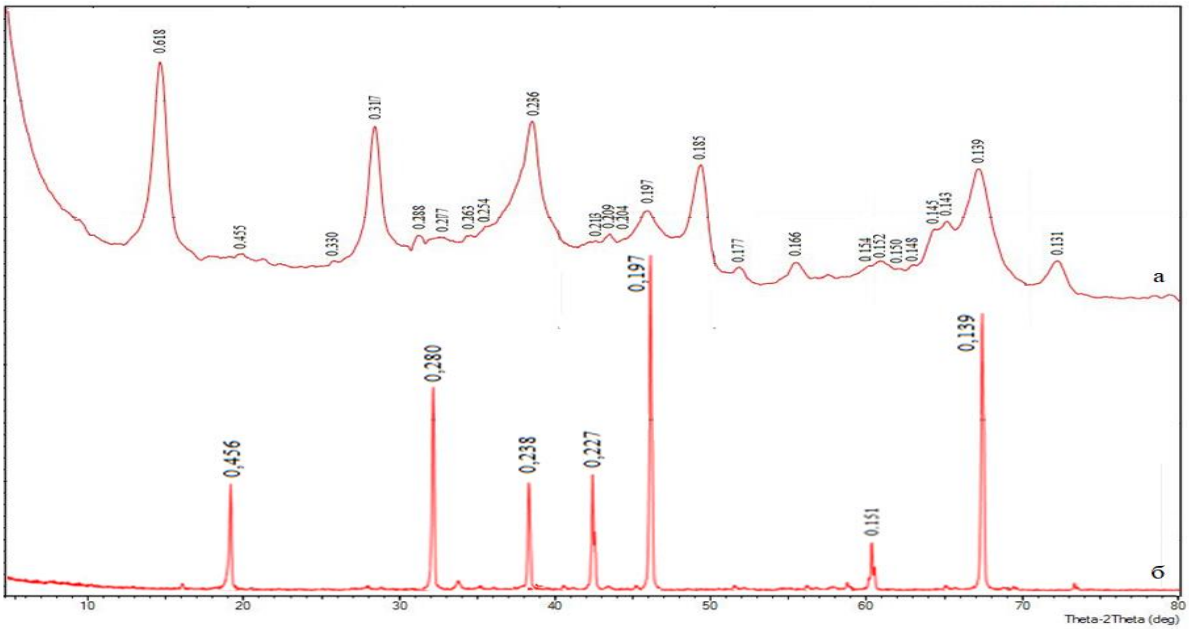


Рис. 1. Рентгенограммы глиноземсодержашего отхода исходного (а) и термообработанного при температуре 900 °С (б)

Рентгеновские данные показали, что после термообработки исходного глиноземсодержащего отхода наблюдаются эффекты дифракционные максимумы с межплоскостными расстояниями d = 0,455; 0,288; 0,236; 0,226; 0,197; 0,152; 0,139 нм относящиеся гамма глинозему $\gamma - Al_2O_3$ и d = 0,618; 0,317; 0,241; 0,185; 0,145; 0,143; 0,131 нм относящиеся гиббситу $\gamma - Al(OH)_3$. При температуре 900 °С гиббсит полностью превращается в гамма форму оксида алюминия в результате чего получен порошок однофазного гамма глинозема $\gamma - Al_2O_3$ с межплоскостным расстоянием d = 0,456; 0,280; 0,238; 0,227; 0,197; 0,151; 0,139 нм.

Полученная γ-форма оксида алюминия измельчали в агатовой ступке и растворяли водным раствором HNO_3, а 6-водный хлористый магний ($MgCl_2 \cdot 6H_2O$) растворяли в дистиллированном воде. Полученные растворы смешивали, затем добавляли ПВС (поливиниловий спирт). Раствор прекурсоров перемешивали на магнитной мешалке при температуре 70 °С до образования геля. Полученный гель сушили при 130 °С в сушильном шкафу для получения ксерогели. Таким образом синтезированный ксерогель обжигали при 1200 °С с разными временными выдержками в течение 1, 2 и 3 часов в муфельной печи SNOL 5/1300.

Рентгенограмма синтезированного нанопорошка моноалюмината кальция методом золь-гель показана на рис. 2.

Результаты рентгенографического анализа показали, что процесс кальцинирование при температуре 1200 °С с выдержкой 120 минут способствует максимально полному выходу алюмината кальция. Времени прокаливания не показала значительного влияния на фазу моноалюмината кальция. Оптимальное время прокаливания для образования $CaAl_2O_4$ составляет 2 часа. Выдержка в течение 1 час является недостаточной, а 4 часа заметных изменений не оказывает.

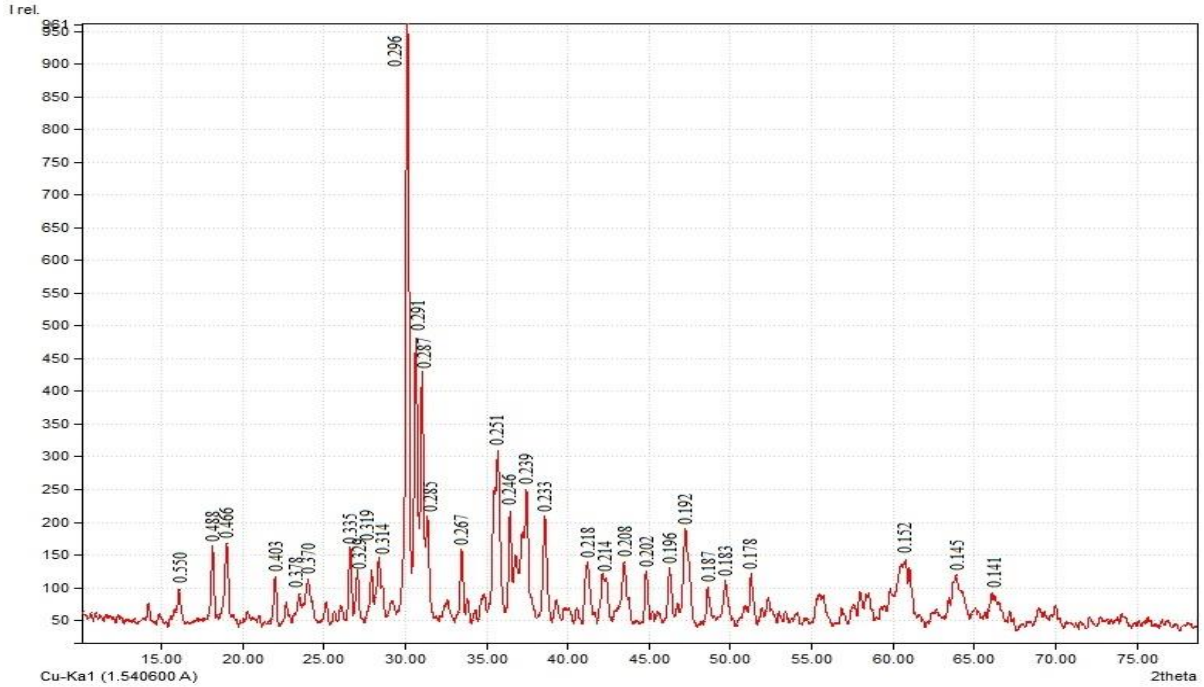


Рис. 2 Рентгенограмма моноалюмината кальция, синтезированного золь-гель методом

Таким образом, в ходе экспериментальных исследований опытным путем были определены оптимальные температуры синтеза и возможности использование глиноземсодержащего отхода в получении моноалюмината кальция. При этом, оптимальная температура синтеза составляет 1200 оС и соответствует максимально полному выходу моноалюмината кальция с наименьшими дисперсностями частиц, с размером 100-700 нм.

Литература

1. Ahmed A. A., Hamdy E. Synthesis and characterization of some calcium aluminate phases from nano-size starting materials // Boletín de la Sociedad Española de cerámica y Vidrio. – 2020. – Vol. 240. – No. of Pages 9.
2. Dekkers R., Woensdregt C. F. Crystal structural control on surface topology and crystal morphology of normal spinel ($MgAl_2O_4$) // J. Cryst. Growth. – 2002. – Vol. 236. – P. 441 – 454.
3. Freeda M., Subash T.D. Photoluminescence investigations of Ytterbium doped Calcium Aluminate nanophosphor synthesized by sol-gel technique // Materials Today: Proceedings. – 2020. – Vol. 24. – P. 2149 – 2156.
4. Madhukumar K. Thermoluminescence dosimetry of rare earth doped calcium aluminate phosphors // Bull. Mater. Sci. 2006 – Vol. 29. – № 2. – P. 119 – 122.
5. Xiaowu Hu., Limin Wu. Effects of co-activator species and transition metal ions doping on structure and fluorescence properties of strontium aluminate phosphors // Journal of Materials Science: Materials in Electronics. – 2019. – Vol. 30. – Is. 4. – P. 3804 – 3810.
6. Хомидов Ф.Г., Кадырова З.Р. и др. Особенности алюмомагнезиальной шпинели, полученный золь гель методом // Проблемы геологии и освоения недр: Труды VII Международного симпозиума студ., аспир. и молодых ученых. – Томск, 2003. – Т. 1. – С. 382 – 383.

СИНТЕЗ КОМПОЗИЦИОННЫХ КЕРАМИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ЦИРКОНИЕВОГО СЫРЬЯ

Шарафеев Ш.М.

Научный руководитель – профессор В.И. Верещагин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Циркон $ZrSiO_4$ является огнеупорным соединением, обладающим относительно низкими показателями теплопроводности (5,1 Вт/м·°С) и коэффициента термического расширения ($4{,}1 \cdot 10^{-6}\,C^{-1}$) [1], что делает керамику на основе силиката циркония перспективной для использования в качестве высокотемпературного конструкционного материала. В настоящее время традиционным способом получения цирконовой керамики является твердофазный синтез силиката циркония из смеси оксидов циркония и кремния [3]. Недостатком данного метода является необходимость использования высокой температуры синтеза и спекания керамики при ее обжиге.

Большой интерес для синтеза цирконовой керамики представляет использование природного сырья, поскольку это позволит снизить себестоимость производства. Получение плотноспеченной цирконовой керамики на основе природных цирконовых концентратов затруднено, поскольку в процессе обжига из-за наличия в сырье примесей Al_2O_3, MgO и Fe_2O_3 разложение циркона происходит при более низкой температуре [4]. Получение

керамики с низкой закрытой пористостью возможно при использовании достаточно чистого природного сырья с высокой степенью дисперсности, а также при использовании специальных методов термообработки материалов: горячего прессования или искрового плазменного спекания [1].

Большинство добавок, вводимых в циркон, снижают температуру его разложения и ухудшают эксплуатационные свойства материалов на его основе за счет образования при охлаждении изделий фазы бадделеита – моноклинной модификации диоксида циркония. Введение в состав цирконового концентрата небольшого количества добавок, способствующих стабилизации диоксида циркония в кубической модификации (CaO, Y_2O_3), позволяет повысить относительную плотность спеченной керамики [6].

Одним из перспективных способов активации природного сырья для снижения температуры спекания и регулирования фазового состава керамики является фтораммонийная обработка. Гидродифторид аммония преимущественно взаимодействует со структурным диоксидом кремния минералов с образованием гексафторосиликата аммония (ГФСА), сублимационное удаление которого приводит к обескремниванию исходных соединений, что позволяет управлять фазовым составом керамики на основе различных силикатов.

Одним из недостатков цирконовой керамики является ее низкая механическая прочность. Одним из путей устранения данного недостатка является дисперсное армирование цирконовых материалов диоксидом циркония [2]. Применение фторидной активации природного цирконового сырья потенциально позволит снизить температуру синтеза и спекания керамических материалов, на основе фторированных прекурсоров, а также повысить прочность материалов за счет создания в материале избыточного количества диоксида циркония.

Цель работы. Получение бадделеитоцирконовой керамики на основе продуктов фтораммонийной обработки природного циркона.

Методика проведения работы. В работе был использован природный цирконовый концентрат марки КЦ3, который измельчался в шаровой мельнице до величины удельной поверхности, равной 7000 – 7500 $см^2/г$ (по ПСХ-2). Измельченный циркон смешивался с гидродифторидом аммония (ГДФА) в размольном барабане с корундовой футеровкой. Составы смесей циркона с ГДФА приведены таблице 1.

Таблица 1

Компонентные составы шихт для фторирования

№	Мольное отношение ГДФА/циркон, моль/моль	Массовое содержание циркона, мас. %	Массовое содержание гидродифторида аммония, мас. %
ZS-0	0,0/1,0	100,00	0,00
ZS-1	0,5/1,0	86,54	13,46
ZS-2	1,0/1,0	76,27	23,73
ZS-3	1,5/1,0	68,18	31,82
ZS-4	2,0/1,0	61,64	38,36
ZS-5	2,5/1,0	56,24	43,76
ZS-6	3,0/1,0	51,72	48,28

Фтораммонийная активация проводилась путем термообработки смесей циркона с ГДФА при температуре 180 °С в течение 4 часов. Продукты фторирования измельчались в размольном барабане, после чего производилась их термообработка при 400 °С для сублимационной очистки нелетучих продуктов фторирования от гексафторосиликата аммония и остаточного непрореагировавшего ГДФА. Из полученных материалов методом полусухого прессования формовались образцы в виде дисков, которые обжигались в электропечи с хромитлантановыми нагревателями при 1400, 1500 и 1600 °С с выдержкой при конечной температуре в течение 2 часов.

Результаты. Фазовый состав прекурсоров – продуктов фторидной активации природного циркона – сложен цирконом и тетрафторидом циркония, образовавшимся после разложения первичного продукта фторирования – гептафтороцирконата аммония.

В равновесных условиях тетрафторид циркония сублимирует при температуре 600 °С, однако в условиях быстрого нагрева его термическое поведение меняется [5]. При обжиге в воздушной среде ZrF_4 подвергается пирогидролизу по уравнению реакции 1. Образующийся при этом оксифторид циркония при дальнейшем нагреве до 1000 – 1100 °С разлагается до диоксида циркония по реакции 2.

$$ZrF_4 + H_2O = ZrOF_2 + 2HF \quad (1)$$

$$2ZrOF_2 + O_2 = 2ZrO_2 + 2F_2 \quad (2)$$

Материалы, полученные на основе фторированных прекурсоров, представляют собой смесь силиката циркония и диоксида циркония, количество последнего закономерно возрастает с увеличением степени фторирования исходного цирконового концентрата. Свойства полученных материалов представлены в таблице 2. На основании полученных результатов можно сделать вывод о том, что образование в процессе обжига диоксида циркония снижает эксплуатационные характеристики материалов: нулевая открытая пористость не достигается даже при температуре обжига 1600 °С.

Таблица 2

Характеристики керамики на основе фторированного природного цирконового концентрата

Состав	1400 °С		1500 °С		1600 °С	
	Водопоглощение, %	Средняя плотность, г / см^3	Водопоглощение, %	Средняя плотность, г / см^3	Водопоглощение, %	Средняя плотность, г / см^3
ZS-0	7,3	3,38	7,9	3,32	4,8	3,68
ZS-1	9,4	3,13	9,2	3,24	5,5	3,63
ZS-2	9,4	3,21	10,6	3,14	7,6	3,45
ZS-3	10,4	3,12	11,0	3,15	7,3	3,48
ZS-4	10,6	3,05	10,3	3,24	2,7	4,03
ZS-5	10,5	3,12	11,7	3,10	6,1	3,63
ZS-6	13,0	2,98	16,1	2,51	7,8	3,49

Пониженные показатели спекания полученных материалов объясняются объемными изменениями, протекающими в процессе охлаждения образцов, при переходе диоксида циркония из тетрагональной в моноклинную полиморфную модификацию.

В качестве добавки-стабилизатора тетрагональной формы диоксида циркония использовался карбонат кальция, который добавлялся в количестве 5 % мас. в состав фторированных прекурсоров. Добавка карбоната кальция позволяет получать плотноспеченную бадделеитоцирконовую керамику при температуре обжига 1500 – 1550 °С (таблица 3).

Таблица 3

Характеристики керамики на основе фторированного природного цирконового концентрата с добавкой карбоната кальция

Состав	1500 °С		1550 °С	
	Водопоглощение, %	Средняя плотность, г / см^3	Водопоглощение, %	Средняя плотность, г / см^3
ZS-0-Ca	0,7	3,85	0,3	3,94
ZS-1-Ca	1,2	3,96	0,4	4,00
ZS-2-Ca	0,9	4,01	0,3	4,07
ZS-3-Ca	1,1	4,01	0,2	4,11
ZS-4-Ca	0,3	4,05	0,2	4,05
ZS-5-Ca	0,8	4,03	0,1	4,15
ZS-6-Ca	0,7	4,19	0,2	4,18

Литература

1. Dense zircon ($ZrSiO_4$) ceramics by high-energy ball milling and spark plasma sintering / N.M. Rendtorff, S. Grasso, C. Hu et al. // Ceramics International. – 2012. – Vol. 38. – P. 1793 – 1799.
2. Zircon – zirconia ($ZrSiO_4 - ZrO_2$) dense ceramic composites by spark plasma sintering / N.M. Rendtorff, S. Grasso, C. Hu et al. // Journal of the European Ceramic Society. – 2012. – Vol. 32. – P. 787 – 793.
3. Zircon synthesis via sintering of milled SiO_2 and ZrO_2 / Spearing D.R., J.Y. Huang // Journal of the American Ceramic Society. – 1998. – Vol. 81. – P. 1964 – 1966.
4. Применение механохимической активации при получении цирконовой керамики / В.Н. Анциферов, В.Б. Кульметьева, С.Е. Порозова и др. // Тугоплавкие, керамические и композиционные материалы. – 2009. – № 3. – С. 36 – 40.
5. Блюменталь У.Б. Химия циркония / У.Б. Блюменталь; пер. с англ. – М.: Издательство иностранной литературы, 1963. – 345 с.
6. Свойства цирконовой керамики, допированной оксидом иттрия / В.Б. Кульметьева, С.Е. Порозов, Б.Л. Красный и др. // Огнеупоры и техническая керамика. – 2009. – №7-8. – С.12 – 15.

ПОЛИМОРФИЗМ КРЕМНЕЗЕМА ДЖЕРДАНАКСКИХ КВАРЦИТОВ ПРИ ПОЛУЧЕНИИ ДИНАСОВЫХ ОГНЕУПОРОВ

Эминов А.А.

Научный руководитель – профессор Ш.С. Намазов

Институт общей и неорганической химии, Академия Наук Республики Узбекистан, г. Ташкент, Узбекистан

Известно [1, 2], что основными компонентами шихт при изготовлении динасовых огнеупорных материалов являются высококремнеземистые кварцево-жильные образования, кварциты, в том числе - кварцевые песчаники и минерализаторы – известь или известняк, железная окалина или пиритные огарки, а также связывающие добавки – лигносульфонат, сульфитно-спиртовая барда, жидкое стекло и др.

При этом следует отметить, что при получении динасовых огнеупоров на их физико-механические и эксплуатационные свойства влияет полиморфизм кремнезема, т.е. процесс перерождения минерала кварца в высокотемпературные формы тридимита и кристобалита при термообработке в интервале температур 600–1500 °С.

Минерализаторы в виде оксид кальция или смеси оксидов кальция и железа используются для ускорения в процессе обжига полиморфного перехода (процесс перерождения) низкотемпературных форм кремнезема – β-кварца

в высокотемпературные формы – α-кварц, тридимит и кристобалит. Фазовый состав обычного динасового огнеупора из кристаллических кварцитов состоит из 60-85 масс. % тридимита, 20-30 масс. % кристобалита, 8-15 масс. % стеклофазы и других минералов.

Следует отметить, что при содержании остаточного не перерожденного β-кварца после обжига, качество полученных огнеупорных материалов имеет отрицательные показатели, вследствие их склонности к дополнительному росту и разрыхлению при повторном нагреве, в процессе их последующей эксплуатации.

В связи с этим, согласно традиционному способу в огнеупорную шихту вводятся необходимое количество оксида кальция, в виде известкового молока в пределах 2,5-3,5 масс. %, сверх 100 %, которая повышает влажность пресс-порошков динасовых огнеупорных масс до 7-9 % [3,4]. Кроме того, чтобы избежать образования перепрессовочных трещин требуется высокое давление прессования изделий, которое должно составлять 100 МПа и более.

В настоящее время, для этой цели используются сухие минерализаторы, вводимые посредством совместного тонкого помола кварцита с известняком или смесью известняка с железной окалиной, пиритными огарками. Так как, при вводе сухих минерализаторов, наиболее активной частью шихты динасовых материалов является, полученная совместным помолом кварцита с сухим минерализатором мелкая фракция кварцитовых зерен, находящихся при обжиге 1200 °С в контакте с оксидами кальция и железа, обеспечивает раннее образование фаз метакристобалита, пересыщенного, по отношению к кремнезему, кальциево-железосиликатного расплава. Следовательно, при повышении температуры обжига из этого расплава происходит образование кристаллических фаз тридимита, который является устойчивым при высоких температурах и наиболее необходимой модификацией кремнезема для формирования требуемого фазового состава динасового огнеупорного материала. Далее, расплав становясь менее насыщенным, снова растворяет неустойчивые низкотемпературные модификации кремнезема, а также образовавшегося метакристаболита и образует пересыщенный расплав, из которого вновь кристаллизуется тридимит, как наиболее устойчивая при температурах 1200-1470 °С модификации кремнезема.

Степень перерождения кремнезема в динасовых опытных образцах на основе проб Джерданакских кварцитов изучали методом определения плотности каждого опытного образца обожженных при температуре 1450 °С с выдержкой 3 часов. Плотность образцов определяли пикнометрическим методом в дистиллированной воде при комнатной температуре. На основе результатов определения плотности, контролировали процесс новообразования, в частности полиморфное превращение β-кварца на образование кристаллических фаз альфа-кварца, тридимита и кристобалита в динасовых опытных образцах.

Химические составы сырьевых проб и результаты определения плотности опытных обожженных образцов на основе Джерданакских кварцитов приведены в таблице.

Таблица

Химические составы сырьевых проб и плотность опытных обожженных образцов на основе Джерданакских кварцитов

Наименование образцов	Содержание оксидов на воздушно сухое вещество, %								п.п.п	Плотность, кг / м^3
	SiO_2	Al_2O_3	$Fe_2O_{3\ общ}$	CaO	MgO	K_2O	Na_2O	SO_3		
Кварцит проба №1	96,74	0,33	0,61	0,18	0,20	0,20	0,52	Сл.	1,22	2450
Кварцит проба №2	96,71	0,28	0,65	0,12	0,25	0,19	0,59	Сл.	1,25	2480
Кварцит проба №3	98,80	0,32	0,70	0,16	0,19	0,16	0,57	Сл.	1,30	2500

Для более глубокого анализа и определения минералогического состава структуру исследуемого кварцита Джерданакского месторождения проведены петрографическое исследование проб сырьевых и обожженных при температуре 1450 °С опытных образцов кварцитов (проба №3).

На рисунках 1 и 2 приведены результаты микроскопического исследования сырьевых и обожженных опытных образцов. В результате осмотра с помощью микроскопа МБС-10 с вебкамерой видно, что основную массу кварцитоой породы составляют зерна кварца в количествах 97-99 масс. %, с размеров от 0,05 до 1 мм, цементированные беловатой полупрозрачной массой и показывают полную однородность кварцитового образца.

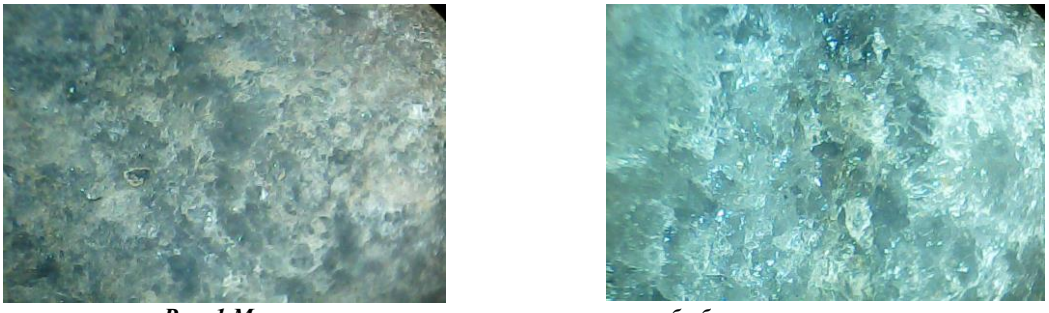


Рис. 1 Микроскопические снимки сырьевых проб образцов на основе Джерданакских кварцитов (увеличение ×50)

Рис. 2 Микроскопические снимки обожженных (1450 °С) проб образцов на основе Джерданакских кварцитов (увеличение ×50)

В микрофотографиях сырьевых проб образцов Джерданакских кварцитов среди зерен кварца наблюдаются в незначительном количестве различные включения, в виде глинистых и полевошпатовых минералов. В целом результаты микроскопического исследования обожженных образцов показали, что в процессе высокотемпературного спекания происходит разрушение структуры природного минерала β-кварца. При этом следует отметить, что в результате процесса перерождения кварца, вначале происходит образование высокотемпературной формы кварца - α-кварц, затем при повышении температуры тридимита и кристобалита в опытных образцах огнеупорных масс, благодаря которым готовые динасовые огнеупорные продукты набирают механическую прочность и улучшаются эксплуатационные свойств. Показатели светопреломления обожженных образцов по данным микроскопического анализа, проведенным на поляризационном микроскопе МИН-8, определенные иммерсионным методом составили: Ng =1,664, Np =1,674.

Как видно из результатов, приведенных в таблице, все образцы проб кварцитов имеют плотность в пределах 2450-2500 кг / м^3, которые согласно степени перерождения высококремнеземистых проб соответствуют средней степени перерождения минерала кварца [5].

Рентгенографическое исследование обожженных при температуре 1450 оС опытных образцов на основе Джерданакских кварцитов также подтверждает процесс перерождения кварца на высокотемпературные модификации, в частности образованию кристобалита и тридимита. На полученных рентгенограммах наблюдаются дифракционные максимумы межплоскостных расстояний, соответствующие минералам альфа-кварцу, тридимиту и кристобалиту.

Таким образом, с использованием методов физико-химического анализа, таких как микроскопического, рентгенографического и определение плотности, исследованы процессы полиморфизма минерала кварца в высококремнеземистых породах – кварцитов Джерданакского месторождения и установлено, что процесс полиморфизма в интервале температур 600-1510 оС происходит с перерождением низкотемпературных форм кремнезема – β-кварца на высокотемпературные формы – α-кварца, тридимита и кристобалита, с соответствующими температурными интервалами.

Литература

1. Кайнарский И.С. Динас. – М.: Металлургия. – 1961. – 469 с.
2. Булах В.Л. и др. Разработка технологии динаса с использованием сухих минерализаторов. // Огнеупоры. -1991. – № 8. – С. 19.
3. Shimizu K., Yoshitomi J., Mishima M., Ando H., Yamato T. Effects of Mineralizers on the Phase Transitions and Sintering Behavior of Silica Bricks // J. of Tech. Assoc, of Refrac. Japan. – 2001. – V. 21 (2). – P. 105–110.
4. Jacek P., Justyna Z. The structure of low-temperature tridymite in silica refractories. // Solid State Phenom. – 2010. – V. 63. – № 1. – С.187–190.
5. Химическая технология керамики и огнеупоров. Под.ред.И.Я.Гузмана. – М: ООО РИФ, Стройматериалы, 2005. – 336 с.

ВЫСОКОГЛИНОЗЕМИСТАЯ КЕРАМИКА НА ОСНОВЕ ОТХОДОВ ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ

Эминов Ал.А.

Научный руководитель – доктор технических наук (DSc) Б.Т. Сабиров

Институт общей и неорганической химии, Академия Наук Республики Узбекистан, г. Ташкент, Узбекистан

Во многих отраслях промышленности мировой экономики необходимо использовать субстанции с наименьшими размерами частиц. Для этого всегда используются помольные оборудования, основной частью которых являются керамические мелющие тела. Мелющие тела в основном изготавливаются из высокоглиноземистого керамического материала с различной конфигурацией, загружаются в камеры мельниц с целью тонкого и супертонкого помола различных компонентов получаемого порошка [1,2].

В связи с этим в данной работе приводятся результаты исследования по разработке состава высокоглиноземистых мелющих тел на основе отечественных сырьевых и вторичных ресурсов.

Исследование химических и минералогических составов, физико-химических и технологических характеристик проб известных к настоящему времени месторождений глиноземсодержащего сырья показало, что они являются перспективными сырьевыми материалами, требующими обогащения для повышения содержания оксида алюминия и снижения количеств, вредных плавнеобразующих примесей.

Исходя из этого, весьма экономически выгодным представляется вовлечение в производство высокоглиноземистых отходов газоперерабатывающих предприятий республики. Ежегодный объем их выгрузки составляет сотни тонн, и они представляют собой смесь чистого гидрооксида и оксида алюминия с примесями сернистых соединений, которые после прокаливания превращаются в особо чистый оксид алюминия, являющийся аналогом технического глинозема. Данный продукт пригоден для производства весьма ценных видов муллитовой, муллито-кремнеземистой и муллитокорундовой керамики.

На основе вышеуказанного наиболее целесообразным в проведенной работе принято направление разработки технологических параметров спекания высокоглиноземистых отходов газоперерабатывающей промышленности с обогащенным каолином Ангренского месторождения.

При этом следует отметить, что нефтегазоперерабатывающая отрасль промышленности на современном этапе относится к числу наиболее успешных направлений реальной экономики республики Узбекистан. Число нефтеперерабатывающих заводов, которые чаще всего располагаются в непосредственной близости от месторождений, постоянно увеличивается.

Токсичные отходы 1-4 класса опасности сжигают при температуре 1000 °С в барабанной печи. Имеющиеся в составе отхода летучие вещества нагревают до 1200 °С и обрабатывают при температуре более 1400 °С до полного их удаления.

Известно, что высокопрочные мелющие тела могут использоваться в механическом легировании различных изделий. Из них уралитовые материалы могут применяться в качестве насадки для высокотемпературных тепловых агрегатов с температурой до 1700 оС – высокотемпературные нагреватели доменных печей, реакторы химического производства, в качестве подложки под катализаторы в ректификационных колоннах [3,4]. В настоящие время во многих производствах мелющие тела из уралита изготавливаются с использованием глинозема, глины и доломита [5]. При этом содержание глинозема в данной керамике составляет 74–75 масс. %.

Мелющие тела из уралита изготавливают методом пластического формования из высокоглиноземистого сырья. Исходя из этого, в качестве сырьевых компонентов для разработки состава керамических мелющих тел использованы обогащенные Ангренские каолины (марки AKF-78), доломит Дехканабадского, бентонит Касанского месторождений, а также глиноземсодержащий катализатор (отход) Шуртанского газохимического комплекса (ГХК). При этом следует отметить, что для повышения содержания оксида алюминия в шихте в качестве исходных материалов были использованы глиноземсодержащие отработанные катализаторы Шуртанского газохимического комплекса.

Для синтеза керамических масс с высокой стойкостью к истиранию были выбраны составы с содержанием каолинов марки AKF-78 – от 17 до 25 масс. %, глиноземсодержащий отход – от 70 до 75 масс. %, доломит и бентонит – 5 до 8 масс. %. В табл. 1 приведены шихтовые составы масс для получения высокоглиноземистых мелющих керамических материалов.

Таблица 1

Разработанные шихтовые составы керамических масс

Компоненты	Содержания компонентов, масс. %							
	М6	М7	М8	М9	М10	М11	М12	М13
Каолин марки AKF-78	25	24	23	22	25	24	23	22
Отход ГХК	70	70	70	70	70	70	70	70
Доломит	5	6	7	8	-	-	-	-
Бентонит	-	-	-	-	5	6	7	8

В табл. 2 приведены химические составы обожженных при температуре 1450 °С опытных образцов разработанных керамических масс на основе тройной композиции «каолин – глиноземсодержащий отход – плавнеобразующие добавки (доломит и бентонит)».

Таблица 2

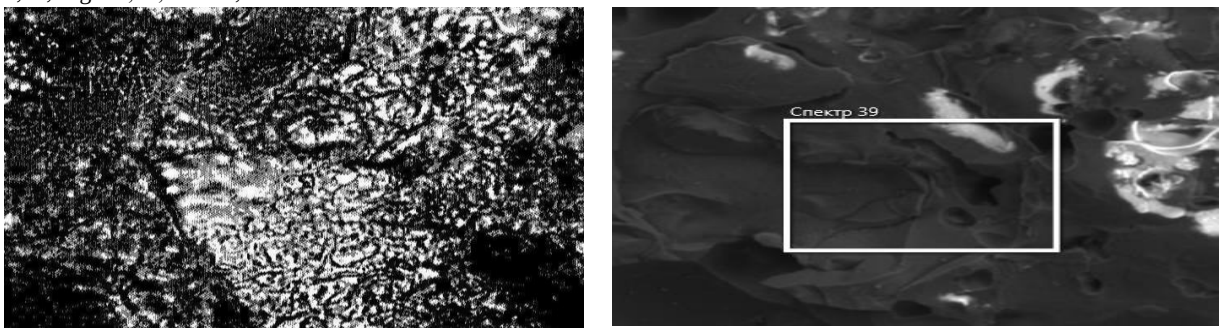
Химические составы обожженных (1450 °С) образцов

Индекс масс	Содержание оксидов, масс.%									ППП, масс.%
	SiO_2	Al_2O_3	TiO_2	Fe_2O_3	MgO	CaO	Na_2O	K_2O	SO_3	
М1	60,47	31,82	0,79	2,12	0,56	1,61	0,38	1,04	0,44	0,33
М2	59,93	30,54	0,94	3,66	0,83	2,14	0,36	1,12	0,63	0,24
М3	60,22	30,61	0,83	3,73	0,70	0,06	0,51	1,23	0,51	0,21

Таким образом, методами рационального химического анализа были исследованы исходные сырьевые компоненты, а также керамические массы для разработки состава высокопрочных мелющих тел.

Петрографическое исследование опытного спеченного (1450 °С) образца мелющих тел М-6 показывает, что основная масса имеет мелкозернистую, плотную, неоднородную структуру, в которой равномерно распределена стекловидная фаза. В малом количестве содержатся незначительные мелкие закрытые поры, заполненные

стеклофазой. Относительно мелкие зерна кварца расплавлены, количество кристобалита увеличена. Имеются гнездовидные скопления игольчатого и зернистого муллита. Содержится значительное количество корунда (рисунок 1а). Растровые электронно-микроскопические снимки образца М-6 (рисунок 1б) показали, что в микроструктуре мелющих тел из опытного образца М-6 матрица слагается из зерен минерала муллита и корунда, призматической формы, размером зерен 4-6 мкм. Кристобалитовые и анортитовые фазы образуют сетчатую структуру по периферии кристаллов муллита и корунда. Связующими фазами являются цементирующие зерна корунда, которые представлены кристаллическими и стекловидными фазами в количестве 1,3 %. Наблюдается однородность стекловидной фазы по составу. Образцы мелющих тел обладают закрытой пористостью, которая составляет менее 1 %, распределенной в объеме материала в виде округлых скоплений. По данным растрового электронно-микроскопического анализа количество химических элементов составляет, в %: Al – 40,87, Si – 8,32, Ca – 0,97, Mg – 0,77, O – 49,06.



а *б*

Рис. 1 Петрографический (а, ув.×40) и растр электронно-микроскопический (б, ув.×100 μm) снимки образца мелющих тел М-6

В целом, результаты химического, рентгенофазового, петрографического и растрового электронно-микроскопического анализов показали, что при температуре 1450 оС происходит полное спекание опытного образца мелющих тел.

На основе проведенных исследований разработана технология получения мелющих тел с использованием высокоглиноземистых сырьевых и вторичных ресурсов. Отличительными особенностями данной технологии являются новый рецептурный состав сырьевых компонентов и предварительный обжиг глиноземсодержащего отхода, в результате которого происходит высокотемпературные модификационные превращения оксида алюминия (Al_2O_3).

При этом следует отметить, что технология производства высокоглиноземистых изделий муллитокорундового состава при формовании масс в изделие методами пластичной технологии основано на принципах принятой технологией производства фарфора. Можно отметить, что предварительный обжиг глиноземсодержащего отхода при температуре 1300 °С необходим для модификационного превращения Al_2O_3 и снижения усадок опытного образца.

Совместный мокрый помол глинозема и вводимых плавней с последующим их смешиванием с глиной производится в шаровой мельнице. Обжиг изделий проводится при 1400–1450 °С в зависимости от вида и количества плавней. Изделия из массы после фильтр-прессования и вакуумирования могут быть оформлены протяжкой (трубки), обточкой заготовок (изоляторы и другие изделия подобной конфигурации). При изготовлении изделий прессованием из подсушенной массы подготавливают пресс-порошок.

Литература

1. Матренин С.В., Слосман А.И. Техническая керамика. Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 75 с.
2. Салахов А.М. Современные керамические материалы. Учебное пособие. – Казань: КФУ, 2016. – 410 с/
3. Ишкова Н.В., Опайлечук Л.С., Кривошеева Р.С. Керамика для мелющих тел с пониженной температурой спекания // Стекло и керамика. –1987. – № 6. – С. 19.
4. Бабыкин И.В., Лукин Е.С., Макаров Н.А., Попова Н.А, Глебычева А.И. Керамика для мелющих тел // Стекло и керамика. – 2003. – № 8. – С.11–12.
5. Макаров Н.А. Керамика для мелющих тел // Огнеупоры и техническая керамика. – 2006. – № 1. – С. 34–42.

С Е К Ц И Я 14

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОГО НАРЯДА НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

[1]Антипьев В.В.

Научный руководитель – доцент А.В. Ковалев[2]

[1]АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

[2]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При разработке проектной документации на строительство скважин в обязательном порядке разрабатывается документ, называемый геолого-технический наряд (ГТН) на строительство скважин. В нем указываются категория скважины (поисковая, разведочная, эксплуатационная), задачи бурения, проектный геологический разрез, проектная глубина скважины, конструкция. ГТН является рабочим руководящим документом для технолога и бурового мастера на буровой и всегда находится на видном месте.

Разработка данного документа традиционно производится путем отрисовки в программном обеспечении (ПО) AutoCAD или MS Excel. В подготовке принимают участие как минимум двое сотрудников. Процесс составления является достаточно трудозатратным. В среднем на составление ГТН уходит 1,5 рабочих дня. Помимо генерального проектировщика, ГТН составляется службами Заказчика и подрядчиков.

Ежегодно бурится несколько тысяч скважин, на каждую из которых требуется отдельное составление ГТН. По большей части это непроизводительное время и перенос данных из проектов и программ бурения в сводную форму. В связи с этим поставлена цель автоматизировать разработку геолого-технического наряда на строительство скважин.

При формировании ГТН учитывались положения таких документов, как геохронологическая шкала горных пород, предварительный национальный стандарт России «Строительство скважин на суше. Макет проектной документации», межгосударственный стандарт «Обозначения условные полезных ископаемых горных пород и условий их залегания».

При автоформировании ГТН возникает целый ряд осложняющих факторов:

- необходимость учёта различных конструкций скважин от традиционных 3-хколонных до многоколонных с наличием нескольких потайных колонн;
- различное количество исходных данных в части колонн, режимов бурения, количества КНБК и т.д.;
- уникальность каждой геологии и различных интервалов, необходимость последующего редактирования;
- доступность для широкого круга пользователей и различных устройств без создания сложного программного обеспечения (ПО).

Получившаяся схема работы по построению ГТН предполагает использование двух исполнительных программ: файл формата Excel и файл в формате HTML. Формат JSON (легкий текстовый открытый стандарт, разработанный для удобочитаемого обмена данными. Соглашения, используемые JSON, известны программистам, включая C, C ++, Java, Python, Perl и т.д. [1]) является стандартным форматом данных, который обрабатывается основными языками программирования. Перечень ключей был определен на этапе выполнения данной работы. Всего учитываются данные по более чем 40 ключам первого уровня.

На основе информации, введенной в таблицы Excel, формируются данные в формате JSON. Затем код переносится в Файл HTML. Данные материалы обрабатываются с помощью скриптов, написанных на языке программирования JavaScript (это «безопасный» язык программирования, он не предоставляет низкоуровневый доступ к памяти или процессору, потому что изначально был создан для браузеров, не требующих этого [2]), и в окне браузера формируется ГТН. Схема последовательности работы представлена на рисунке 1.

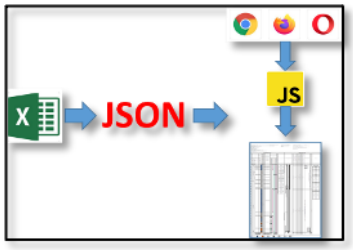


Рис. 1 Логика работы автоматизации ГТН

На первом шаге сотрудник проверяет основную информацию исходных данных из тома технологических решений, которая заполняется автоматически, так как форма таблиц исходных данных и тома технологических решений идентична. Все эти операции производятся в файле Excel. Если работу выполняет Подрядчик, то данные можно ввести вручную. Всего таких вкладок для заполнения 16 штук. После ввода данных требуется скопировать код

в формате JSON, который сформировался автоматически. Далее необходимо открыть шаблон ГТН в формате HTML через браузер Google Chrome или другой браузер на движке Chromium. В поле вставляется скопированный код и жмётся кнопка «Построить ГТН». Если в полученном документе нам необходимо что-то изменить, то доступен интерфейс (рисунок 2), позволяющий редактировать блоки. При внесении изменений в ГТН помощью дополнительного меню во внесенные ранее данные в формате JSON производятся дополнительные записи, которые позволяют в последующем автоматически воспроизвести все внесенные изменения. Данного функционала более чем достаточно. После этого ГТН выводится на печать в требуемом формате (рисунок 3).

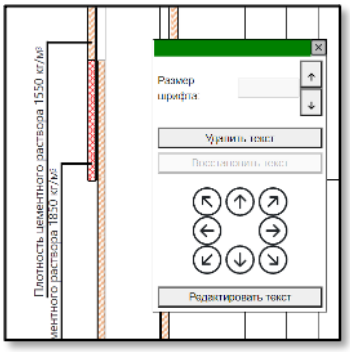


Рис. 2 Блок редактирования данных сформированного ГТН

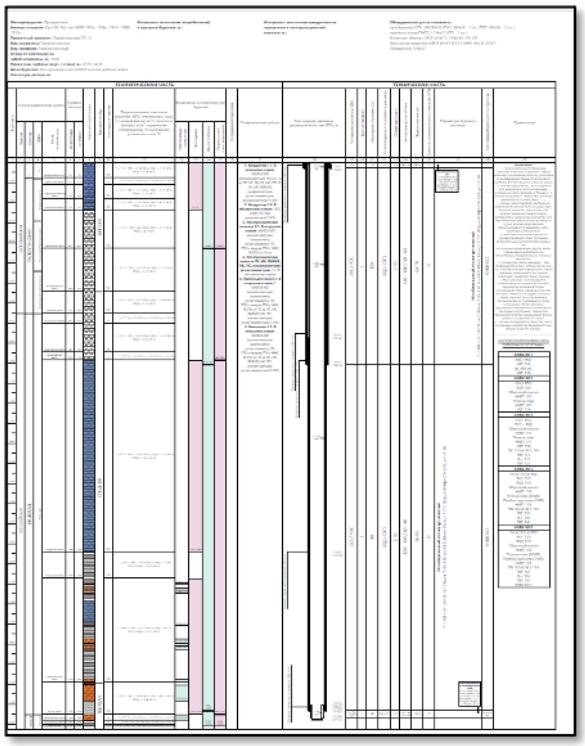


Рис. 3 Готовый ГТН

На текущий момент существуют некоторые сложности и области для роста и развития: внесение дополнительных геологических отделов (например, в другом регионе деятельности) потребует внесение корректировок в JavaScript, однако уже сейчас зашита достаточно полная база данных; не работает в браузере Internet Explorer, при разработке ориентировались на работу в браузере Google Chrome, как на самый распространённый; существуют достаточно жесткие требования к заполнению файла Excel. Для минимизации последнего недостатка разработана инструкция по заполнению файла Excel, в котором объясняется порядок работы.

В целом, внедрение данного подхода к формированию ГТН позволяет снизить трудозатраты с 12 часов до 1 часа. Таким образом, общая экономия составит 11 часов. В разных компаниях оплата трудозатрат сотрудников отличается, в связи с этим суммарная экономия не подсчитывается, однако выгода от автоматизации и оптимизации в течение года очевидна. Дополнительно стоит принять во внимание корректировки документации, которых в проектировании выходит от 3 и более. При автоформировании исключается возможность ошибки, а исполнитель ГТН становится проверяющим нулевого этапа, то есть вместо заполнения контролирует процесс.

На текущий момент завершается тестирование. Программа уже полностью работоспособна и применена при проектировании. Проведённая автоматизация позволяет экономить порядка 11 часов при составлении одного геолого-

технического наряда, снижает вероятность допущения ошибок или оставления без внимания части информации, программный комплекс применяется уже на текущем этапе, а также имеет простой и понятный интерфейс для небольших корректировок.

Литература

1. JSON — Краткое руководство [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://coderlessons.com/tutorials/java-tekhnologii/vyuchit-json/json-kratkoe-rukovodstvo (дата обращения 10.03.2021 г.).
2. Введение в JavaScript [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://learn.javascript.ru/intro (дата обращения 10.03.2021 г.).

СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ОДНОГО ПРОХОДНОГО ДИАМЕТРА ПО ТЕХНОЛОГИИ «MONOBORE WELLS» НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

[1]Антипьев В.В.

Научный руководитель – доцент А.В. Ковалёв[2]

[1]АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

[2]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из современных и развивающихся направлений в строительстве скважин является бурение с применением одного проходного диаметра по технологии «Monobore wells». В данной технологии вместо спуска обычных колонн применяются расширяемые хвостовики и бурение с раздвижными расширителями, которые позволяют сохранить один диаметр ствола и спускаемых колонн.

Для рассмотрения экономической целесообразности применения конструкции строительства скважин по технологии монодиаметр произведена оценка возможности оптимизации конструкции газовой горизонтальной скважины с насыщенными пластами на глубинах 1250 и 2020 м, представленная в таблице 1. В разрезе присутствуют многолетнемёрзлые породы. Кондуктор решено оставить стандартным с уменьшением диаметра, так как он неглубокий. Из-за целевого бурения на газ предполагается спустить дополнительно хвостовик увеличенного диаметра (за счёт сокращения количества колонн и возможности снижения требований к прочности колонн при расчёте на обратное промерзание), чтобы упрочнить спускаемые обсадные трубы. В расчётах учтена повышенная суточная ставка буровой из-за отсутствия опыта строительства по новой технологии, а также увеличенная стоимость обсадных труб. Прочие затраты на материалы и оборудование принимаются одинаковыми, кроме сокращения объёмов и изменения типа и конфигурации оборудования. Сокращение времени строительства обусловлено сокращением устьевых работ, отсутствием надобности в разгрузке колонны на устье, уменьшением протяжённости проработок и промывок, более быстрым спуском за счёт меньшего диаметра и длины, увеличением скорости проходки средних интервалов, сокращением сроков цементирования и ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента).

Таблица 1

Оптимизация конструкции газовой горизонтальной скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска, м				Длина секции, м
		по вертикали		по стволу		
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
Традиционная конструкция						
Термоизолирующее направление	630/426	0	30	0	30	30
Кондуктор	323,9	0	545	0	653	653
Техническая	244,5	0	1280	0	1716	1716
Эксплуатационная	177,8	0	2019	0	2929	2929
Хвостовик	114,3	1936	2025	2679	3429	750
Оптимизированная конструкция						
Термоизолирующее направление	370/245	0	30	0	30	30
Кондуктор	177,8	0	545	0	653	653
Секция 1	177,8	545	889	653	1150	497
Секция 2	177,8	889	1280	1150	1716	566
Секция 3	177,8	1280	1684	1716	2300	584
Секция 4	177,8	1684	2019	2300	2929	629
Хвостовик	127,0	508	2025	600	3429	2829

В результате рассмотренной оптимизации установлено, что почти по всем параметрам оптимизированная конструкция выигрывает. Часть результатов представлена в таблице 2.

Таблица 2

Оценка оптимизации конструкции

Критерий	Традиционная конструкция	Конструкция по технологии «Monobore wells»	Разницы значений
Протяжённость спускаемых колонн, м	6078	5788	Разница в типоразмерах, технологии изготовления, металлоёмкости
Металлоёмкость, кг/м	82,63	54,11	
Объём тампонажного раствора, м3	219,2	85,9	133,2
Объём шламового амбара (минимальный), м3	2453	1322	1131
Объём выбуренной породы, м3	354,5	148,3	
Применяемый термокейс	630/426	370/245	Термокейс меньшего размера
Объём бурового раствора	1185,4	690,6	494,8
Продолжительность строительства, сут	41,2	30,4	Сокращение продолжительности строительства, но с ростом суточной ставки буровой установки

В зависимости от протяжённости скважины по стволу, её глубины, реализуемой конструкции, ожидаемых давлений, возможных рисков и других факторов экономия на одной скважине может составлять до 30%. Исходя из всего вышеописанного и проведённого анализа на первом этапе, предлагается к внедрению проект симбиоза традиционной конструкции и конструкции по технологии монодиаметр.

На территории Западной Сибири одним из перспективных горизонтов является Палеозой. Однако бурение данном горизонте имеет очень много проблем. Из-за геологических особенностей могут возникать различные осложнения, которые уже не раз приводили к большим потерям и простоям. К ним относятся поглощения бурового и тампонажного растворов, осыпи и обвалы, прихваты и недоспуск колонн.

В таблице 3 представлены конструкция, применяемая при строительстве скважин на отложения Палеозоя, и конструкция, предлагаемая к внедрению. Технология заключается в том, чтобы как можно меньше оставлять ствол открытым. Таким образом после бурения 200 метров по пласту, следует спускать расширяемый хвостовик, производить цементаж и осуществлять бурение следующего участка.

Из-за низких прочностных характеристик расширяемых труб в конце строительства следует спустить дополнительную трубу (хвостовик) для закрепления стенок. Расчёт прочностных характеристик произведён для труб, выполненных с толщиной стенки 15 мм из стали 10 (использование двойных колонн) – материала, применяемого для производства профильных перекрывателей. Однако в случае большой потребности можно рассмотреть использование более высокопрочного материала.

При проведении оценки максимальных давлений, которые способны выдержать расширяемые обсадные трубы, применялись формула расчёта внутреннего критического давления (давление предела текучести), а также формула Саркисова для расчёта наружного критического давления [1].

Установлено, что предлагаемая конструкция сможет выдержать нагрузки, которые ожидаются в процессе строительства и эксплуатации скважины, а риски недобуривания и недоспуска колонн значительно снижаются.

Таблица 3

Конструкции при строительстве скважин на отложения Палеозоя

Название колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска, м				Длина секции, м
		по вертикали		по стволу		
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
Применяемая конструкция						
Направление	323,9	0	50	0	50	50
Кондуктор	244,5	0	1590	0	1647	1647
Эксплуатационная	177,8	0	3035	0	3405	3405
Хвостовик	114,3	3023	3039	3330	4105	775
Предлагаемая конструкция						
Направление	323,9	0	50	0	50	50
Кондуктор	244,5	0	1590	0	1647	1647
Эксплуатационная	177,8	0	3023	0	3330	3405
Эксплуатационная	177,8	3023	3035	3330	3405	75
Секция 1	177,8	3023	3035	3330	3530	200
Секция 2	177,8	3035	3039	3530	3730	200
Секция 3	177,8	3039	3039	3730	3930	200
Секция 4	177,8	3039	3039	3930	4105	175
Хвостовик	161,8	3023	3039	3330	4105	775

Проведённые расчёты показывают, что строительство скважин по технологии «Monobore wells» имеет положительный эффект. Сокращение материально-технических ресурсов может достигать 30 % и более. Одним из

пилотных направлений внедрения данной технологии может послужить бурение на отложения Палеозоя, что позволит снизить риски потери скважин.

Литература

1. Даниленко О.Д., Джафаров К.И., Колесников В.Г., Кузнецов В.Ф., Малеванский В.Д., Поликарпова Т.П., Потапов А.Г., Пчелкин В.Н., Саркисов Г.М., Сароян А.Е., Чеблаков Е.А., Шинкевич Г.Г., Щербюк Н.Д., Якубовский Н.В.Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва. 1997 г.
2. Антипьев В.В. Анализ строительства скважин с применением одного проходного диаметра по технологии «Monobore wells» / В. В. Антипьев; науч. рук. А. В. Ковалев // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г.: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2020. — Т. 2. — С. 388-389.

ИССЛЕДОВАНИЕ КОЛЕБАНИЙ В БУРОВЫХ ИНСТРУМЕНТАХ

Голубева Д.В., Колдунова Т.Н.
Научный руководитель – преподаватель Г.С. Которова
Томский политехнический техникум, г. Томск, Россия

В современном технологичном мире нас везде окружает движение: быстротечный поезд, движение алмазных долот, течение воды, перемещение воздуха (ветер). Среди таких повторяющихся примеров движения можно выделить такие, которые могут какое-то время происходить сами по себе. Например, маятник может какое-то время двигаться, даже если никаких усилий к нему не прикладывать. В таком случае, имеем дело с колебаниями. В курсе физики мы изучали механические колебания, изменение положения тел относительно друг друга, к сожалению, в программе технической механики не предусмотрено изучение колебательных движений механизмов, а в будущем наша специальность связана с буровым инструментом, и мы заинтересовались: Какие колебания происходят при бурении породы буровым инструментом - долото?

В науке, как Российской Федерации, так и за рубежом эта тема достаточно актуальна, ученые и инженеры и сейчас ведут исследования колебаний-вибраций (деформации) бурового инструмента.

Основной вид деформации, под действием которой породы в процессе бурения разрушаются, - вдавливание. При бурении нефтяных и газовых скважин основным инструментом, при помощи которого происходит разрушение горной породы на забое и образуется собственно скважина, является долото.

Долото 3-х шарошечное К-ЦВ. Шарошечное долото предназначено для вращательного бурения сплошным забоем гидрогеологических, геологоразведочных и прочих скважин с очисткой забоя воздухом или жидкостью. Шарошечные долота имеют шарошки со стальными или твердосплавными зубами вокруг них. В процессе вращения буровой колонны, шарошки катятся по забою скважины вокруг своей оси. При вращении, зубья долота контактируют с породой, разрушая ее. Воздух или буровой раствор поднимают выбуренную породу на поверхность между буровой колонной и стенкой скважины. Шарошечные долота используют процесс дробления породы в процессе бурения скважины.

Рис. 1 Долото 3-х шарошечное К-ЦВ

Рис. 2 Алмазное долото PDC

Алмазное долото PDC - современный высокопроизводительный буровой инструмент. Корпус алмазного бурового долота оснащён поликристаллическими алмазными резцами, которые разрушают горную породу срезающим действием, что наиболее эффективно при бурении твердого камня. Особенности – отсутствие подвижных элементов, самозатачивающиеся резцы, повышенная износоустойчивость. Это обеспечивает такие достоинства, как скорость проходки и увеличенный в 3-5 раз срок службы. Применяются алмазные резцы PDC от 8 до 22 мм. Размер и количество резцов зависит от диаметра инструмента, числа лопаток. Благодаря использованию этого оборудования уменьшается расход инструмента, сокращается время бурения скважин, что приводит к снижению расходов на бурильные работы.

Из проведенных исследований характеристик долот можно сделать вывод, что одни долота разрушают породу лопастями, другие разрушают зубьями или штырями, а третьи - алмазными зернами. Выбор долот зависит от породы.

Таблица 1

Сравнительные характеристики буровых долот

Виды буровых долот	Чем разрушают породу	Вращение инструмента
режущие-скалывающего действия	лопастями	лопасти наклонены в сторону вращения долота
дробяще-скалывающего действия	зубьями или штырями, расположенными на шарошках	вращаются вокруг своей оси и вокруг долота
истирающе-режущего действия	алмазными зернами или твердосплавными штырями	в торцевой части или в кромках лопастей долота

Крутильные, поперечные, осевые колебания – это три ключевых типа нагрузок в бурильной колонне. Воздействие данных вибраций-колебаний ведет к сокращению ресурса породоразрушающего прибора также уменьшению технико-экономических характеристик сооружения скважин.

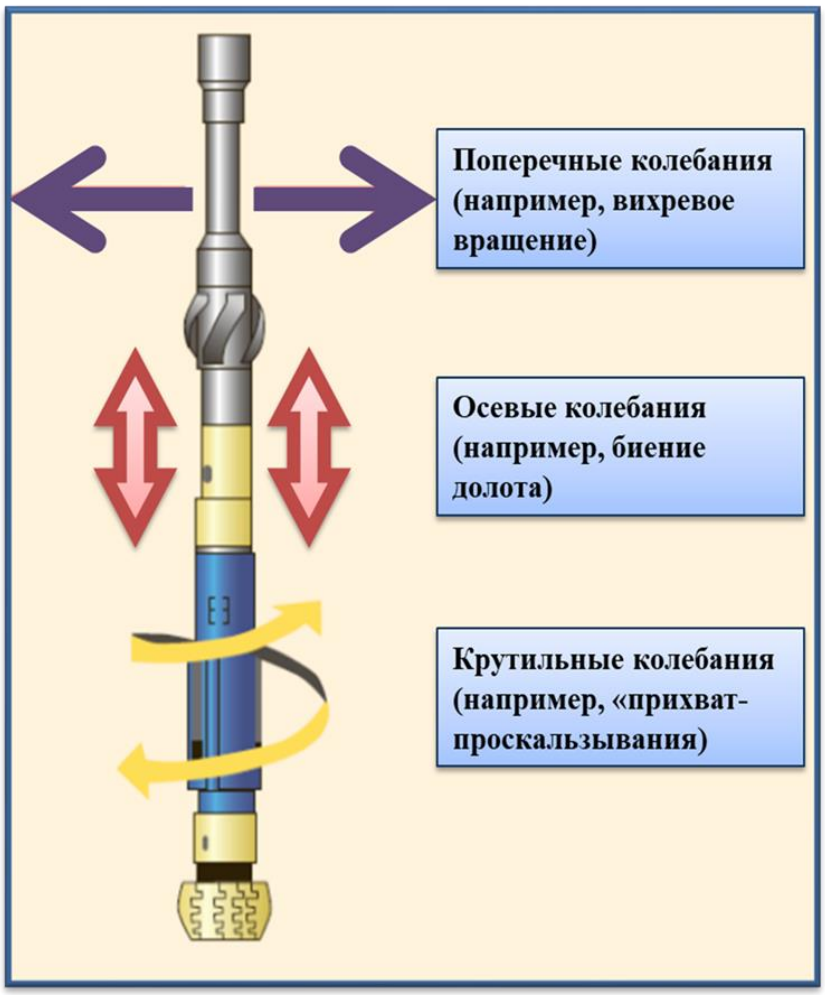


Рис. 3 Виды колебаний в буром инструменте

Таблица 2

Завихрения и пульсации при бурении скважин

Виды колебаний	Завихрения пульсации	Возникающие частоты
крутильные	скачкообразные перемещения	до 1Гц
поперечные	маятниковое движение	от 5 до 100Гц
осевые	подскакивание	от 1 до 10Гц

Наиболее продуктивным способом борьбы с колебаниями считается применение буровых амортизирующих конструкций. Применение винтообразных и тарельчатых пружин, резиновых гибких компонентов наиболее продуктивно в целях замедления крутильных и осевых колебаний.

Литература

1. Абатуров В.Г. Физико-механические свойства горных пород и породоразрушающий буровой инструмент: учеб. Пособие. Тюмень – 2007. 71 с.
2. Буткин В.Д., Демченко И.И., Буровые машины и инструменты: учеб. Пособие. Красноярск СФУ, 2012. С.15-24 с.
3. Фарукшин А.Н., Ганиев Р.Г. Некоторые проблемы бурения горизонтальных скважин в условиях Западной Сибири. Материалы 48-ой научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, 1997. С.18-19.
4. https://izhprofibur.ru/obzory/raznovidnosti-instrumentov-primenyaemyh-dlya-bureniya.html
5. https://сферанефтьигаз.рф/gubkin-2020-2/.

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ КЫЗЫЛ-ТАШТЫГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Жигарев В.А., Неверов А.Л., Матвеев А.В., Самородский П.Н.
Научный руководитель – доцент А.В. Минаков
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Кызыл-Таштыгское полиметаллическое месторождение находится в центральной части хребта Обручева, в 200 км на северо-восток от столицы Республики Тыва г. Кызыла, территориально принадлежащая Тоджинскому району. Проектная строительная площадь 480,9 га. На территории месторождения находится 47 рудных тел, объем балансовой руды 12,920 млн.т., Запасы металла в руде: свинца- 202,3 тыс. т, меди-82,3 тыс. т, цинка-1294,8 тыс. т. При выходе на проектную мощность, добыча руды открытым и подземным способом составит 1 млн. тонн руды в год, срок отработки месторождения 20 лет. [1]. Данное месторождение характеризуется наличием больших зон напряженности и наличием разломов. Сооружение скважин в сложных горно-геологических условиях Кызыл-Таштыгского полиметаллического месторождения невозможно без применения современных буровых технологических жидкостей, в том числе и растворов с добавлением жидкого стекла. Использование комплексов ССК и КССК при бурении скважин, пересекающих зоны тектонических нарушений с глинками трения, в частности хлоритами с безглинистыми полиакриламидными (ПАА) растворами осложняется тем, что происходит вымывание цементирующего элемента и как следствие происходит обрушение стенок скважины. Растворы ПАА не обладают пространственной структурой и поэтому не удерживают, а укрупняют частицы горных пород и осаждают последний. Особенно остро эта проблема возникает при бурении глубоких скважин комплексами ССК. Поэтому в качестве основного компонента безглинистых буровых растворов чаще всего используются биополимеры. Наибольшую популярность приобрели продукты на основе ксантана – внеклеточного полисахарида. Уникальные реологические свойства водорастворимых полисахаридов во многом определяются свойствами упорядоченного строения их цепей в растворах. Биополимеры выгодно отличаются от других полимеров, применяемых при бурении. Они характеризуются высокой загущающей способностью, а их растворы – сильно выраженными псевдопластичными свойствами при малой концентрации и устойчивостью к солям. Молекулы ксантана в водных растворах склонны к самоассоциации, поэтому с повышением ионной силы раствора или концентрации полисахарида формируется гель.

Для разработки буровых растворов для бурения скважин в сложных горно-геологических условиях Кызыл-Таштыгского месторождения предлагается использовать растворы на основе ксантана. Так как данный полимер обладает хорошими реологическими свойствами и совместимы с другими реагентами, применяемыми для приготовления буровых растворов.

Поэтому целью данной работы было разработка и исследование буровых растворов для сооружения скважин в сложных горно-геологических условиях.

Для экспериментального исследования и разработки безглинистых растворов использовались следующие химические реагенты: биополимеры: гаммаксан, флоксан-200, высовязкая и низковязкая полианионная целлюлоза.

Параметры приготовленных буровых растворов оценивались по методике, изложенной в международном стандарте ISO 10414-1. Реологические параметры измеряли на ротационном вискозиметре 900 модели фирмы OFITE (США), фильтрацию на пресс - фильтре при комнатной температуре и давлении 0,7 МПа (7 бар), pH растворов на приборе швейцарской фирмы Seven Multi Toledo. Буровые растворы готовили на дистиллированной воде с добавлением химических реагентов: биополимеры ксантанового типа (гаммаксан и флоксан), низковязкая и высоковязкая полианионная целлюлоза (Оснопак). Кроме этого в работе использовали модифицированный крахмал и жидкое стекло плотностью 1,33 г/см3. Реологические и физико-химические параметры растворов представлены в таблице 1.

По результатам лабораторных исследований рекомендуется использовать раствор номер 3 из таблицы 1 со следующей рецептурой раствора гаммаксан 0,5 массовых %, 2 массовых % крахмала и 100мл жидкого стекла на литр раствора.

Так же помимо изучения свойств раствора было проведено исследование по взаимодействию бурового раствора и образцов горной породы с месторождения. На рисунках 1-2 показаны результаты взаимодействия образцов горной породы и буровых растворов.

Таблица 1

Параметры растворов для бурения КССК

№ п/п	Состав раствора, масс.%				Реологические параметры								pH	Фильтрация, см3 за 30 минут по API	Плотность, г/см3
	Гаммаксан	Флоксан	Крахмал	Жидкое стекло (ρ=1,33г/см3), мл /1000мл р-ра	Модель Бингама				Модель Оствальда де Ваале						
					PV	YP	G1	G10	R2	n	K	R2			
1.	0,5	0	0	100	9,3	7,3	4	5	0,967	0,30	1,93	0,992	–	–	1,04-1,06
2.	0	0,5	0	100	10,29	7,78	5	6	0,969	0,31	1,99	0,992	–	–	1,04-1,06
3.	0,5	0	2,0	100	39,5	17,87	7	8	0,975	0,43	2,75	0,998	11,38	4,4	1,02-1,04*
4.	0	0,5	2,0	100	47,95	19,64	9	10	0,985	0,44	2,96	0,995	11,34	4,0	1,02-1,04*
5.	0,3	0	2,0	40	23,07	8,00	4	4	0,976	0,50	0,92	0,999	11,32	–	1,02
6.	0	0,5	2,0	60	33,27	16,01	7	8	0,971	0,42	2,57	0,998	11,29	10,0	1,03
7.	0,5	0	2,0	80	28,15	10,03	4	4	0,962	0,51	1,05	0,999	11,39	4,2	1,03-1,04*
8.	0	0,5	2,0	80	22,11	7,4	4	4	0,980	0,50	0,86	0,998	11,39	4,2	1,03-1,04*
9.	0,5	0	2,0	100	18,24	8,66	4	5	0,975	0,42	1,40	0,998	11,40	4,5	1,04-1,06
10.	0	0,5	2,0	100	19,8	7,07	4	4	0,975	0,49	0,84	0,998	11,40	4,3	1,04-1,06*

Примечание: PV – пластическая вязкость, мПа*с; YP – динамическое напряжение сдвига, Па; G1- статическое напряжение сдвига через 10 секунд, Па; G10 - статическое напряжение сдвига через 10 минут, Па; R^2 – коэффициент корреляции; n – показатель нелинейности в степенной реологической модели; K – консистенция бурового раствора, мПа*с^n ; pH- показатель ионов водорода.

Рис. 1 Фотография образца после контакта с водой

Рис. 2 Фотография образца после контакта с буровыми растворами с гаммаксаном и жидким стеклом

Из анализа полученных данных видно, что для поддержания устойчивости стенок скважины при сооружении геологоразведочных скважин и извлечения керна необходимо использовать растворы на основе гаммаксана с добавкой жидкого стекла. При использовании таких растворов риски вымывания цементирующей основы из породы минимальны. Однако необходимо в процессе бурения контролировать pH раствора. Тем самым будет контролироваться содержание жидкого стекла в растворе. В дальнейшем планируется провести гидродинамический расчет скважины с целью разработки породоразрушающего инструмента для сооружения геологоразведочных скважин с данными растворами.

Литература

1. Официальный портал Министерства экономики Республики Тыва [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://mert.tuva.ru/directions/investment-policy/investment-projects/polymetallic-ore/

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ ПРИМЕНЕНИЯ МОТОРИЗОВАННЫХ РУС ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Жиронкин В.С., Епихин А.В.

Научный руководитель – старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Соотношение наклонно-пробуренных и вертикально расположенных скважин постоянно увеличивается в пользу первых. Доступ к труднодоступным запасам ведет к более сложной геометрии скважин, что предполагает использование роторных управляемых систем (РУС) для увеличения скорости проходки (ROP), улучшения качества ствола скважины и снижения крутящего момента, а также профилактики возникновения дифференциальных прихватов в полого-направленных протяженных участках ствола. Различные технологии РУС, доступные сегодня, произвели революцию в процессе бурения в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах, способствуя увеличению промежуточных участков и более длинных боковых стволов, упрощая спуск обсадной колонны и обеспечивая надлежащую передачу осевой нагрузки на инструмент [6].

По нефтесервисной отрасли, на долю технологий РУС приходится около 3,5 млрд долларов из прогнозируемого рынка направленного бурения в 15 млрд долларов, что подтверждает смещение приоритетов в пользу РУС [6].

Главным конкурентом РУС на рынке наклонно-направленного бурения является бурение с помощью винтового забойного двигателя (ВЗД). Хотя это и не новая технология, высокоэффективные забойные двигатели также стали общепринятым и надежным инструментом в операциях наклонно-направленного бурения, во многих случаях предоставляя экономичную альтернативу более капиталоемким роторным управляемым системам.

Многие горизонтальные или наклонные скважины чрезвычайно трудно или невозможно пробурить без РУС. Ключевым преимуществом данной технологии является то, что она направляет траекторию скважины без скольжения по стенке скважины - условие, которое влияет на устойчивость и ориентацию бурильной колонны при вращении в одном направлении [4]. Кроме того, при отсутствии вращения или перемещений бурильная колонна может прилипнуть к стенке скважины, что может привести к серьезному прихвату. Также это провоцирует повышенные силы трения, которые не позволяют эффективно передавать вес на долото для достижения запланированной скорости проходки. Принцип работы РУС обеспечивают построен на непрерывном вращении бурильной колонны, сводящем к минимуму риск прихвата. Однако высокие обороты при вращении РУС могут негативное сказаться на износе элементов бурильной колонны, а также привести к потере устойчивости ствола скважины с интервалах слабосвязанных пород. Также в силу своих конструктивных особенностей роторные управляемы системы весьма уязвимы при прокладке волнообразных профилей из-за высоких скручивающих нагрузок, которые могут привести к повреждению резьбовых элементов колонны и ее обрыву [3].

Скольжение (в терминологии направленного бурения «слайдирование» - бурение с набором параметров кривизны с применением забойного двигателя и в отсутствии вращения бурильной колонны) бурильной колонны является основным недостатком бурения винтовым забойным двигателем. Оно приводит к увеличению количества бурового шлама, поскольку из-за отсутствия вращения жидкость остается в статическом состоянии, что затрудняет удаление выбуренной породы. Шлам скапливается вокруг компоновки низа бурильной колонны, вызывая либо прихваты за счет сальникообразования, либо прилипание бурильной колонны. Однако при непрерывном вращении, что реализовано в технологии бурения с РУС, создается турбулентный поток вокруг бурильной колонн, который способствует лучшему выносу шлама и очистке ствола скважины.

Технология РУС была усовершенствована в последние годы за счет разработки моторизованных роторных управляемых систем, в которых силовая часть (ВЗД), размещенная в КНБК, обеспечивая дополнительные обороты и крутящий момент и сохраняя при этом преимущества РУС [1]. Этот тип РУС может быть очень перспективным для бурения в регионах с особо твердыми (например, траповыми) горными породами, которые нередко встречаются в разрезе Восточной Сибири.

В этой статье представлены достижения в области моторизованной технологии РУС и которые обеспечивают повышенную производительность бурения, тем самым обеспечивая более быструю проводку скважины и более глубокое бурение бурение.

Технология моторизованного РУС использовалась для выполнения разных производственных задач, требующих применения качественного и моментоемкого обоурдования. Например, забуривание боковых стволов с высокой интенсивностью, срезки в открытом стволе с цементного моста и бурение протяженных горизонтальных

участков [2]. В большинстве случаев эта технология продемонстрировала лучшие скорости проходки и качественное управление траекторией, которые превосходят традиционные системы направленного бурения. Например, использование моторизованной КНБК с РУС для зарезки бокового ствола с клина-отклонителя при бурении многоствольных скважин позволяет сэкономить время эксплуатации буровой установки за счет исключения ряда спускоподъемных операций при бурении каждого бокового ствола. Кроме того, повышение скорости проходки (ROP) почти на 25,6% стало также одним из основных факторов, влияющих на использование моторизованных КНБК с РУС.

На сегодняшний момент в зарубежной практике моторизированные РУС находят все большее применение. Они используются в проектах, с особо твердыми породами, где возникает потребность в большей скорости механической проходки с минимальным количеством «рейсов» (спускоподъёмных операций) [5]. На рынке сервисных компаний на сегодняшний момент моторизированные РУС предлагают такие компании как: Schlumberger, модель – PowerDrive vorteX RSS (Рис. 1), Baker Hughes, модель – AutoTrak X-treme RSS; Halliburton, модель – Geo-Pilot RSS. Одним из перспективных направлений дальнейших исследований является разработка обоснования алгоритма выбора роторной управляемой системы для использования в заданных горно-геологических и технико-технологических условиях бурения. Кроме того, актуальным направлением является разработка методики проектирования моторизированных РУС, которая будет учитывать особенности блока искривления и параметры работы силовой секции.

Не смотря на все перспективы активного применения моторизированных РУС необходимо учитывать, что перспективы этого технико-технологического решения еще не до конца изучены и требуют более широкой апробации при различных условиях бурения. Одним из интересных направлений для развития моторизированных РУС является работа над обеспечением высоких интенсивностей искривления, в том числе при бурении в верхних интервалах разреза.

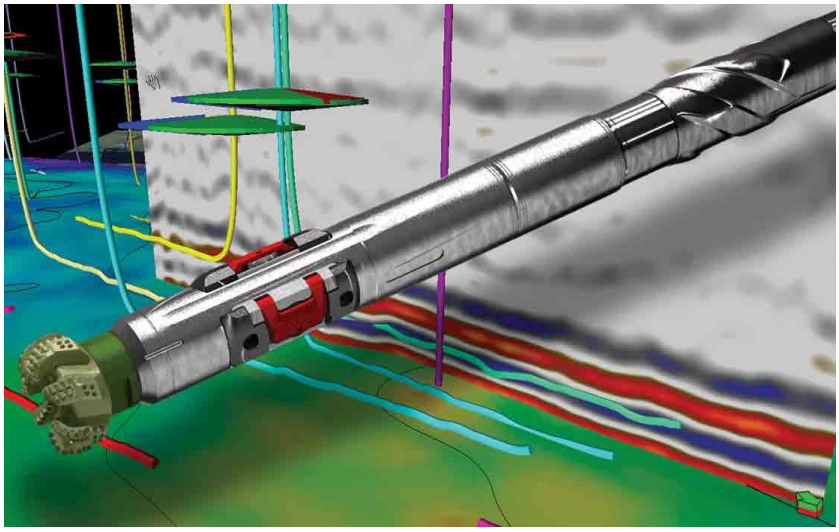


Рис. Моторизированная роторная управляемая система PowerDrive vortex Schlumberger

Литература

1. Dabyah AA et al. Усовершенствованная конструкция компоновки забоя и технология двигателей расширяют радиус действия и оптимизируют размещение скважин в сложных скважинах на Ближнем Востоке // Конференция и выставка технологий бурения на Ближнем Востоке SPE / IADC. - OnePetro, 2013.
2. Датта Б., Фавваз Х., Сурё С. Применение моторизованных роторно-управляемых систем бурения с использованием высокоугловых боковых стволов в сложных горизонтальных скважинах // Кувейтская нефтегазовая выставка и конференция SPE. - OnePetro, 2013.
3. Епихин А.В., Жиронкин В.С., Яночко Ю. Влияние нагрузок на надежность роторной управляемой системы наклонно-направленного бурения типа «Push-the-bit». 2020, Вестник КузГТУ, номер 3, с: 45-57, DOI: 10.26730/1999-4125-2020-3-45-57 Епихин А. В., Жиронкин В. С., Яночко Ю. Влияние нагрузок на надежность роторной управляемой системы наклонно-направленного бурения типа «PUSH-THE-BIT» //Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2020. – №. 3 (139).
4. Крюков О. В., Нгуен К. Ф., Лапухин Г. Г. Опыт применения роторных управляемых систем при бурении наклонно направленных скважин на месторождениях СП" Вьетсовпетро" //Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 1. – С. 28-31.
5. Сугиура Дж., Джонс С. Моделирование и измерение высокочастотных крутильных колебаний (HFTO) / высокочастотных осевых колебаний (HFAO) и смягчение их воздействия на скважинные HFTO: новые знания продолжаются с использованием встроенных высокочастотных датчиков динамики бурения // Бурение и заканчивание SPE. - 2020. - Т. 35. - №. 04. - С. 553-575.
6. Эрик Малкор. Резервуар управляет выбором между РУС и забойным двигателем. 2012. Буровой подрядчик. (На Английском) URL: https://www.drillingcontractor.org/reservoir-drives-choice-of-rss-vs-mud-motors-14018 (дата обращения 9.01.2021).

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ВЫБОРА МОДЕЛИ РУС ДЛЯ ЗАДАННЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

[1]Жиронкин В.С., А.В. [1]Епихин А.В., [2]Маковский Ю.С.

Научный руководитель – старший преподаватель А.В. Епихин

[1]Научно исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

[2]ЧОУ ДПО «Нефтегазовый образовательный центр»

Разработка алгоритма выбора современных роторных управляемых систем (РУС) актуальна в условиях строительства сложных наклонно-направленных скважин, при помощи которых производится добыча трудно извлекаемых запасов нефти. Различные типы РУС имеют свои особенности, позволяющие реализовывать различные проекты заказчиков с максимальной эффективностью. Помимо этого, существует большое количество моделей РУС от разных производителей. Нашей целью является разработка алгоритма выбора типа и модели РУС. Для этого сформулированы следующие задачи: сравнить типы существующих РУС, ознакомиться с характеристиками РУС разных типов и моделей, выбрать модель РУС конкретного производителя.

Эффективность использования РУС на различных месторождениях в том числе нетрадиционных подтверждается исследованиями российских [6] и зарубежных [3] ученых. Существуют работы, посвященные сравнению отдельных аспектов применения РУС (эксплуатационный [1], конструктивный [5]). Вместе с тем, многообразие типов, производителей, моделей РУС ставит вопрос об определении критериев их выбора для конкретных условий. В качестве первого шага мы полагаем целесообразным рассмотреть особенности различных типов РУС (Таблица 1).

Как следует из Таблицы 1, моторизированный РУС обладает дополнительной мощностью, что позволяет разрушать более твердые породы и достигать высоких механических скоростей проходки. Гибридная РУС предназначена для строительства сложных скважин с 3D профилями. Роторные управляемые системы типа point-the-bit используются для создания более гладкого профиля скважины при отклонении, что может быть использовано при бурении скважин с протяженными участками горизонтального ствола, куда планируется спуск хвостовиков. РУС типа push-the-bit может быть использован как на шельфе, так и на море. Полностью вращающийся корпус позволяет избегать дифференциальных прихватов.

Вторым этапом должен быть выбор производителя и модели РУС исходя из их конструктивных особенностей (Таблица 2, 3). Предложенные производители и модели роторных управляемых систем взяты выборочно с целью демонстрации последовательности алгоритма.

Как следует из таблиц 2 и 3 конкурентные условия вызывают сближение моделей одного типа от разных производителей по основным параметрам. То есть, если модели роторных управляемых систем схожи по параметрам у различных производителей, то важным аспектом выбора той или иной системы будет опыт бурения в схожих геолого-технических условиях и наличие готовых решений в отношении типовых осложнений и внештатных ситуаций.

Таблица 1

Особенности различных типов РУС

Критерии	**Типы роторных управляемых систем**			
	Point-the-Bit	Push-the-Bit	Гибридная	Моторизированная
	Компании-производители и модели			
	Halliburton Geo-Pilot, Schlumberger Power Drive Xceed, и т.д.	Schlumberger PowerDrive X5, X6, Halliburton iCruise, и т.д.	Schlumberger Archer, Weatherford Revolution [4] и т.д.	Schlumberger vorteX, Baker Hughes AutoTrak X-treme, и т.д.
Назначение	Направленное бурение, забуривание нового ствола из необсаженного ствола, бурение скважины с расширением	Бурение на шельфе и на суше, исключение эффекта прилипания (дифференциальных прихватов)	Высокое искривление скважин по зениту и азимуту, точность при забуривании нового ствола из необсаженного ствола	Трудные условия бурения, сверхглубокое бурение, нетрадиционные резервуары, высокопроизводительное бурение
Особенности	Все элементы РУС вращаются, отсутствуют выдвижные элементы	Все элементы РУС вращаются, имеются выдвижные элементы	Имеется не вращающийся блок (Weatherford Revolution), отсутствуют выдвижные элементы	Встроенный в РУС забойный двигатель, имеются выдвижные элементы
Преимущества	Надежность для точной проводки скважин в осложненных условиях на забое	Непрерывный контроль траектории скважины при бурении твердых пород	Высокая интенсивность набора зенитного угла и высокая скорость проходки	Усиление забойной мощностью, увеличение нагрузки на долото за счет увеличения крутящего момента, увеличение скорости механической проходки

Таблица 2

Сравнение параметров отдельных моделей РУС ряда ведущих производителей на примере push-the-bit и point-the-bit

Параметры	Point-the-Bit		Push-the-Bit	
	Schlumberger	Gyrodata	Schlumberger	APS Technology
	Power Drive Xceed	Wellguide	Power Drive X6 [2]	SureSteer-RSS475
Диаметр ствола, мм	175,5-228,6	120-254	120,7-279,4	121-171
Максимальная скорость вращения, об/мин	350	150-250	125-220	200
Максимальный крутящий момент на долоте, кН*м	25-61	10,8-41	12,2-94,9	13,1
Максимальная пространственная интенсивность, °/30 м	6,5-8	3-12,5	2-10	12
Максимальная осевая нагрузка, кН / (Максимальное давление на забое, Мпа)	244,6-333,6 / (137,9)	113,2 / (138)	137,8-1000,8 / (137,9)	(137,9)

На третьем шаге необходимо удостовериться в том, что выбранная модель РУС соответствует горно-геологическим условиям бурения и технико-технологическим особенностям проекта на скважину (планируемый диаметр скважины, термобарические условия разреза, характеристики и тип бурового раствора, требуемые интенсивности искривления по интервалам профиля, общая протяженность скважины), которые определяют технологические характеристики РУС, исходя из которых и происходит выбор типа и модели.

Резюмируя вышесказанное можно сделать вывод, что алгоритм подбора роторной управляемой системы накладывают влияние не только горно-геологические и технико-технологические условия строительства скважины, но и опыт работы в подобных условиях. Это объясняется тем, что роторные управляемые системы – высокотехнологичное оборудование, пределы эксплуатации и особенности использования которого еще не до конца изучены. Следовательно, работа в каждом новом проекте дает для разработчиков роторных управляемых систем ряд направлений для корректировки и улучшения функционирования оборудования.

Таблица 3

Сравнение параметров отдельных моделей РУС ряда ведущих производителей на примере гибридных и моторизированных моделей

Параметры	Гибридная		Моторизированная	
	Schlumberger	Weatherford	Schlumberger	APS technology
	Archer	Revolution	VorteX	SureSteer-RSM675
Диаметр ствола, мм	120,7-171,5	146-470	127-244	213-222
Максимальная скорость вращения, об/мин	350	300	350	80
Максимальный крутящий момент на долоте, кН*м	12,2-21,6	27,1-86,7	16,2-88,1	15
Максимальная пространственная интенсивность, °/30 м	15-18	15-18	5-10	8
Максимальная осевая нагрузка, кН / (Максимальное давление на забое, Мпа)	155,6-244,6 / (137,9)	113,4-408,2 / (172-207)	133,4-533,7 / (137,9)	(137,9)

Литература

1. Marck, J. / Influence of Rotary-Steerable-System Design on Borehole Spiraling. Marck, J., Detournay. E. // SPE Journal. – 2016. – Vol. 21. – P.293–302.
2. Schlumberger PowerDrive X6. Rotary Steerable System, 2017. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.slb.com/-/media/files/drilling/product-sheet/powerdrive-x6-ps.ashx – [2.02.2021].
3. Tribe, I.R. / Precise Well Placement With Rotary Steerable Systems and Logging-While-Drilling Measurements. Tribe, I.R., Burns, L., Howell, P.D., and R. Dickson // SPE Drill & Complection. – 2003. – Vol. 18. – P. 42–49.
4. Weatherford Revolution. Rotary Steerable System, 2015. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.weatherford.com/en/documents/brochure/products-and-services/drilling/revolution-rotary-steerable-systems/ – [2.02.2021].
5. Епихин А.В., Жиронкин В.С., Яночко Ю. Влияние нагрузок на надежность роторной управляемой системы наклонно-направленного бурения типа «Push-the-bit» // Вестник КузГТУ. – Кемерово, 2020. – № 3. – С. 45-57.
6. Крюков О.В., Фонг, Нгуен Куок, Г.Г. Лапухин. Опыт применения роторных управляемых систем при бурении наклонно-направленных скважин на месторождениях СП «Вьетсовпетро» // Нефтяное хозяйство. – М, 2017. – № 1. – С. 28–30.

УСЛОВИЯ ЗАБУРИВАНИЯ НОВОГО НАПРАВЛЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ СЪЕМНОГО ОТКЛОНЯЮЩЕГО КОМПЛЕКСА

Комаровский И. А.
Научный руководитель – профессор В.В. Нескоромных
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Современные технические средства для направленного бурения являются мало эффективными при корректировке направления скважины в связи с высокими затратами на спускоподъемные операции. Для повышения эффективности корректировки направления была предложена конструкция съемного отклоняющего средства, описанная в работах [1, 5].

В процессе искусственного искривления скважины, процесс забуриванивания в стенку скважины сопровождается с возникновением сил и моментов сил, действующих на породоразрушающий инструмент. Которые влияют на результативность формирования нового направления.

В частности, при взаимодействии со стенкой скважины на коронку будет оказывать действие отклоняющая сила Рот, которая будет равна (см. рис. 1):

$$P_{от} = P_{г} - N_{г} - P_{v} \quad (1)$$

где $P_г$ – горизонтальная реакция со стороны стенки скважины, Н; $N_г$ – горизонтальная реакция со стороны опоры коронки на штоке, Н; $P_у$ – упругая реакция при изгибе колонкового набора, Н.

Горизонтальные реакции можно получить при анализе зависимостей из работы [4]:

$$P_{г} = \frac{P_{ос}\,К}{(К+1)tg\gamma\ (1+tg\varphi)} \quad (2)$$

$$N_{г} = \frac{P_{ос}\,(К-1)}{(К+1)tg\gamma} \quad (3)$$

где $P_{ос}$ – осевая нагрузка на инструмент, Н; К – соотношение модулей упругости горной породы и материала втулки между штоком и коронкой отбурочного набора; φ – угол внутреннего трения в горной породе при деформации в момент силового воздействия и разрушения, град; γ – угол наклона штока, град.

Для определения усилия Ру воспользуемся уравнением из работы [3]

$$P_{у} = \frac{\pi^2 EJ\ (D_c - D_k)}{0{,}25\ l^3} \quad (4)$$

,

где EJ – жесткость буровой компоновки (наружной трубы колонкового набора – произведение модуля упругости стали Е и осевого момента инерции поперечного сечения трубы колонкового набора J), Н • м^2; Dc – диаметр скважины, м; dк – диаметр колонкового набора, м; l – длина отбурочного набора (нижняя часть колонковой трубы) формирующая отклонение вдоль штока (ориентировочно максимально равна длине штока), м.

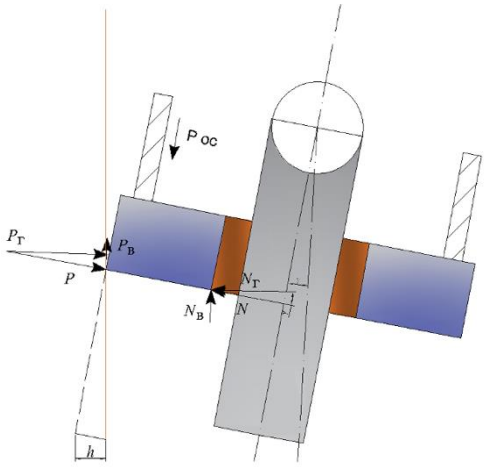


Рис. 1 Схема расположения сил, действующих на коронку

Из формул следует, что в момент начала забуривания со стороны стенки скважины будет действовать значительная отклоняющая сила, вызванная реакцией горной породы. Использование в формуле тангенса угла внутреннего трения, а именно коэффициента внутреннего трения в деформируемых в момент разрушения горных

породах. В процессе зарезания в породу в самый начальный момент на торец буровой коронки будет оказывать действие опрокидывающий момент М, который ориентирует коронку в направлении увеличения угла забуривания γ. Этот момент будет равен:

$$M = P_{oc} * R\,(1 - tg\varphi) \quad (15)$$

где R – радиус коронки, м.

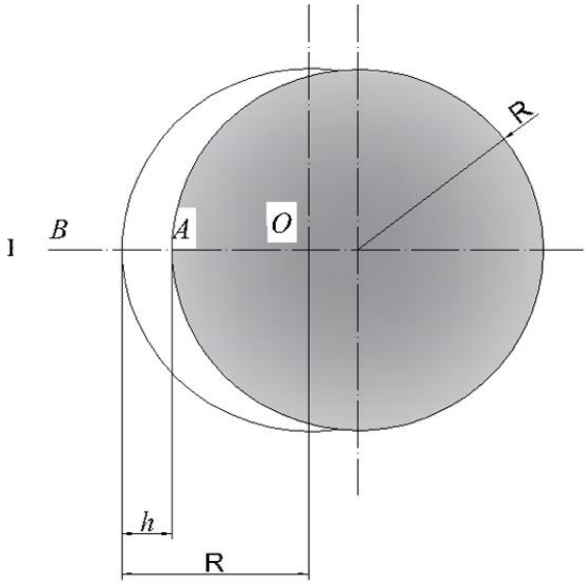


Рис. 2 Схема забоя после формирования уступа

По мере забуривания уступа центр (см. рис. 2) тяжести опирания коронки на забуриваемый уступ шириной h будет смещаться в сторону центра торца коронки и момент М несколько снизится. Его величина в зависимости от ширины уступа h будет равна:

$$M = P_{oc}\,(R - h)\,(1 - tg\varphi) \quad (6)$$

Исходя коэффициента К следует, что материал для втулки должен быть способен выдерживать механические нагрузки, а также иметь низкий коэффициент трения со сталью. Например, бронза коэффициент трения 0.12, при использовании антифрикционных смазок можно добиться коэффициента 0.08, недостаток данного материала в том, что он быстро изнашивается. Другой подходящий материал – это керамический сплав бора, алюминия и магния (AlMgB14), получивший название ВАМ. Был разработан сотрудниками лаборатории высокоэнергетических и специальных материалов Томского госуниверситета (ТГУ). Имеет чрезвычайно низкий коэффициент трения: 0.04–0.05.

Литература

1. Использование съемного снаряда направленного бурения для повышения производительности / Комаровский И.А. / Издательство: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Том 2; Томск 2019. с. 447-448
2. Нескоромных В.В. Направленное бурение. Бурение горизонтальных и многозабойных скважин: учебник/ Красноярск: Сиб. Федер ун-т, 2020, 410 с.
3. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии: учебник/ М., Инфра-М, 2015 г., 336 с.
4. Нескоромных В.В Отклонители для искусственного искривления геологоразведочных скважин. М, ВИЭМС, 1995 г., 65 с.
5. Устройство для направленного бурения скважин: пат. 2714998 Рос. Федерация. / Нескоромных В.В., Комаровский И.А.; заявл. 31.01.97; опубл. 27.03.99, Бюл. № 9. 6 с.

АНАЛИЗ СПОСОБОВ СНИЖЕНИЯ ИЗНОСА СНАРЯДА ПРИ ШАРОСТРУЙНОМ БУРЕНИИ

Кушнер Л.Е., Исаев Е.А.
Научный руководитель – аспирант Е.А. Исаев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В эксплуатационном и разведочном бурении на нефть и газ важнейшим показателем является износостойкость элементов бурового оборудования. При повышенном износе увеличиваются риски аварий и осложнений, которые, в свою очередь, влекут за собой экономические и экологические проблемы. В связи с этим всё буровое оборудование должно удовлетворять определённым критериям износостойкости.

Шароструйный способ бурения подразумевает использование энергии большого количества шаров, многократно соударяющихся с забоем с большой скоростью. Шары приводятся в движение специальным снарядом (аппаратом) [4]. Шароструйное бурение не подразумевает непосредственного контакта снаряда с забоем и его абразивного износа, но тем не менее, шары могут ударяться о поверхность конструкции. В отличие от традиционных способов бурения, шароструйный, с точки зрения износостойкости, изучен хуже.

Работами по исследованию износостойкости ШЭБС занимался Алиев Ф.Р. [2]. Данные работы были основаны исходя теоретических и модельных соображений.

Целью работы является анализ износостойкости вооружения снаряда при шароструйном способе бурения исходя из практического опыта, полученного на лабораторном стенде. Для выполнения данной цели необходимо:

- рассмотреть, какие части снаряда наиболее подвержены износу;
- рассмотреть характер износа на отдельно взятых частях снаряда;
- определить причины износа;
- предложить способы, повышающие износостойкость.

Выделим основные части узлы шароструйно-эжекторного бурового снаряда, наиболее подверженные износу (рис. 1): сопло, технологические окна, задерживающее устройство, камера смешения, диффузор и шары. Рассмотрим каждый из этих узлов более подробно.

За прошедший год на лабораторном стенде Томского политехнического университета было произведено большое количество исследовательских опытов. Бурение осуществлялось при помощи снаряда диаметром 16мм. Исследования проводились на образцах мрамора и керамической плитки.

Для осуществления бурения с помощью шароструйного способа, требуется металические шары, которые, циркулируя в скважине замкнуто, осуществляют разрушение горной породы [4]. Шары подвержены износу в процессе бурения, но так как для проведения экспериментов использовался малоабразивный материал, существенного износа шаров отмечено не было.

Сопло является важнейшей частью конструкции снаряда для шароструйного бурения. Благодаря нему происходит ускорение потока промывочной жидкости перед прохождением ее через камеру смешения. Для того, чтобы минимизировать износ сопла, необходимо предотвратить наличие абразивных частиц в промывочной жидкости. Данное условие является необходимым и достаточным для снижения износа данной части снаряда.

Далее, шары, под действием быстроистекающего потока промывочной жидкости, начинают разгоняться в камере смешения, двигаясь в направлении забоя. Наблюдая за скоростной съёмкой [1], можно заметить, что большинство шаров, порядка 80%, ударяются о внутреннюю поверхность стенок камены смешения. Это является результатом того, что шары имеют начальную скорость, вектор которой направлен перпендикулярно к потоку из сопла. Рассматривая конкретную траекторию шара в буровом снаряде (рис. 3), заметим, что в верхней части шар ударяется под меньшим углом падения, что, как мы выяснили ранее, приводит к большему износу. Максимальное замеченное число ударов о поверхность одним шаром – 4.

Из-за большого угла падения, малой массы шара и начальной скорости, можем считать, что влияние на стенку снаряда не является значительным для его износа. Данное предположение подтверждается лабораторными исследованиями.

Наиболее интенсивному износу подвержен диффузор (рис.2, б). Это связано с тем, что шары, отскочившие от горной породы, могут иметь существенную скорость. Хоть это и происходит после соударения с забоем, не вся энергия шаров расходуется на разрушение горной породы. В зависимости от массы шара, его материала, и свойств горной породы, часть энергии преобразуется в потенциальную, которой будет обладать шар сразу после отскока.

Для продолжения срока использования снаряда для шароструйного бурения, рекомендуется диффузор сделать съемным элементом, для осуществления возможности его замены после износа. Кроме того, рассмотреть возможность изготовления диффузора из более износостойкого материала, чем остальные элементы снаряда. Поддерживая оптимальные режимные параметры бурения, при которых большая часть энергии струи и шара тратилась бы на разрушение горной породы, мы можем минимальной скорости шара после отскока от горной породы. Это будет способствовать уменьшению износа диффузора.

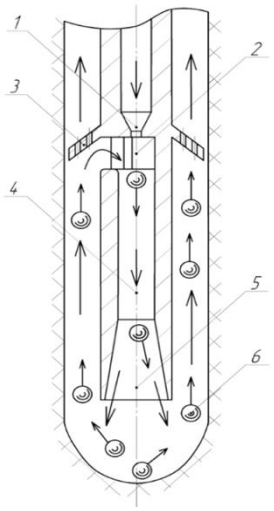
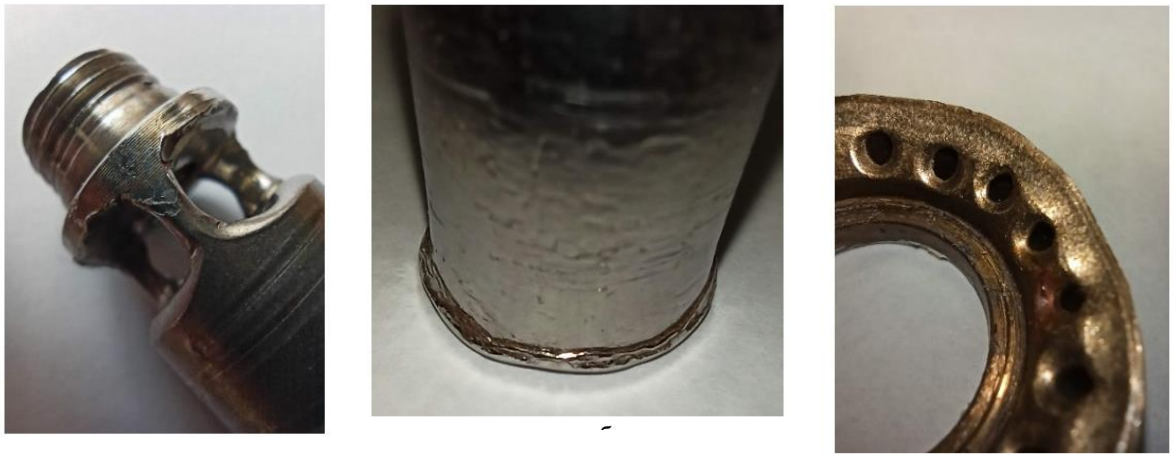


Рис. 1 Шароструйно-эжекторный буровой снаряд:
1 – сопло; 2 – технологические окна; 3 – задерживающее устройство; 4 – камера смешения; 5 – диффузор; 6 – шары



а ***б*** ***в***

Рис. 2 – Износ различных элементов снаряда для шароструйного бурения: а – впускные окна, б – диффузор, в – задерживающее устройство

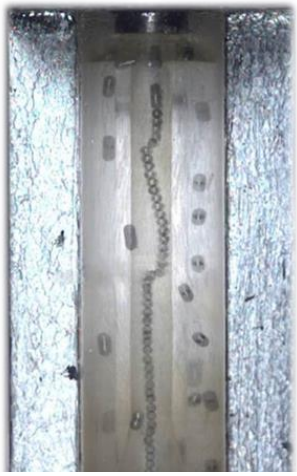


Рис. 2 – Изображение, иллюстрирующее траекторию движения шаров в буровом снаряде

Главная функция задерживающего устройства заключается в том, чтобы предотвращать поднятие шаров выше впускных окон. В ТПУ рассматривалось большое количество версий задерживающих устройств. Это связано прежде всего с тем, что конструкция должна предполагать, во-первых, качественную задержку шаров без заклинивания, и, во-вторых, пропускание большого количества бурового раствора или воды через отверстия. Конструкция задерживающего устройства должна предполагать в себе отверстия диаметра меньше диаметра шаров. В то же время выгодным является большая площадь для протекания бурового раствора сквозь задерживающее устройство. После проведения экспериментов наблюдаем незначительный износ за счёт предотвращения поднятия шаров и гашения их скорости с помощью данного элемента (рис.3, в). Полученные данные позволяют предположить, что в производственных условиях задерживающее устройство потерпит некоторые изменения, связанные с изменением формы для предотвращения вероятности возникновения заклинок снаряда горной породой в процессе бурения. Необходимо иметь возможность заменить данный элемент при поднятии его на устье скважины.

Технологические окна требуется делать такого размера, высота окон была достаточной для свободного прохождения шаров. Но в то же время, если данные окна будут слишком большими, коэффициент инжекции будет падать, что будет приводить к снижению скорости всасывания шаров в камеру смешения [4]. Скорость шаров во время прохождения окон существенно меньше чем при прохождении через камеру смешения, что свидетельствует о низком их влиянии на целостность конструкции

самих окон. Наблюдаем, что шары могут изнашивать перемычки между впускными окнами (рис. 2, а) Данный износ не является существенным.

В работе рассмотрены основные элементы шароструйно-эжекторного бурового снаряда и влияние на них в процессе эксплуатации. Необходимо отметить, что для повышения износостойкости необходимо поддерживать оптимальные режимные параметры бурения, подбирать оптимальные размеры элементов бурового снаряда (впускные окна, диффузор и задерживающее устройство), предотвращать наличие абразивных частиц в промывочной жидкости и иметь возможность заменять некоторые элементы (диффузор и задерживающее устройство).

Литература

1. Исаев, Е. Д. Исследование процессов шароструйного бурения с помощью высокоскоростной видеосъемки [Текст] / Е. Д. Исаев // Труды XVIII Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2014. – С. 401–405.
2. Ковалев Артем Владимирович, Рябчиков Сергей Яковлевич, Алиев Фарух Рамизович, Якушев Денис Андреевич, Горбенко Вячеслав Михайлович Проблемы гидродинамических способов бурения скважин и основные направления их решения // Известия ТПУ. 2015. №3.
3. Ковалев, А. В. Теоретические и экспериментальные исследования технологических процессов шароструйного бурения скважин [Текст]: дис. … канд. техн. наук / Артем Владимирович Ковалев. – Томск, 2015. – 143 с.: илл. – библиогр.: с. 130-141.
4. Уваков А.Б. Шароструйное бурение. – М.: Недра, 1969. – 207 с.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ВООРУЖЕНИЯ БУРОВЫХ ДОЛОТ ДЛЯ ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН ОТКЛОНИТЕЛЯМИ ФРЕЗЕРУЮЩЕГО ТИПА

Лысаков Д.В.

Научный руководитель – профессор В.В. Нескоромных

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Отклоняющие системы типа rotary steerable system (RSS) или роторные управляемые системы (РУС) в современном направленном бурении являются одним из наиболее эффективных и активно используемых средств управления кривизной скважины. Различают РУС с изменением угла наклона долота (point the bit) и отклонением долота (push the bit). Второй вид отклоняющих систем обеспечивает набор кривизны за счет формирования заданного в плоскости искривления скважины перекоса долота, при котором наличие и роль отклоняющей силы в процесс формирования кривизны минимальна в отличии от первого вида в котором набор кривизны полностью обеспечивается при помощи фрезерующего действия на горную породу боковым вооружением долота [2, 3, 4].

Интенсивность искривления, реализуемая отклонителем фрезерующего типа, определяется следующей аналитической зависимостью [5]:

$$i_{\text{ф}} = \frac{57{,}3 v_{\text{ф}}}{v_{\text{б}} L_{\text{ж}}}, \qquad (1)$$

где $v_{\text{ф}}$, $v_{\text{б}}$ – скорости фрезерования скважины под действием отклоняющей силы и скорость бурения, м/ч; $L_{\text{ж}}$ – длина жесткой базы отклонителя, м.

Из зависимости (1) видно, что интенсивность набора кривизны отклонителя прямо пропорциональна скорости фрезерования стенки скважины и обратно пропорциональна скорости бурения. Согласно существующим рекомендациям оптимальная интенсивность искривления под действием фрезерования стенки скважины лежит в диапазоне скорости бурения 0,8-1м/ч. Превышение данных показателей неминуемо приведет к снижению интенсивности набора кривизны отклонителя, в плоть до значений близких к нулю. Таким образом, каждой интенсивности искривления соответствует определенная скорость бурения.

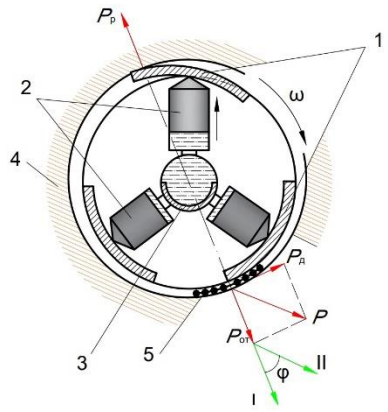


Рис. 1. Схема работы РУС типа Power Drive

В то же время можно отметить существенную зависимость интенсивности набора кривизны от величины скорости фрезерования. Данный параметр зависит от особенности вооружения долот, вида горной породы и технического состояния долота.

На рис. 1 показана схема работы РУС типа *Power Drive X5, Power V* компании *Schlumberger*. Выдвижные лопатки 1, работа которых регулируется поршнями 2 при воздействии бурового раствора, направляемого клапаном 3, управляемого электронным блоком, обеспечивает взаимодействие лопатки 1 со стенкой скважины с усилием $P_{\text{р}}$. В результате силового воздействия на стенку скважины на долоте 5 возникает отклоняющее усилие $P_{\text{от}}$ и осуществляется фрезерование стенки скважины в заданном направлении искривления I. Фрезерование осуществляется боковым вооружением долота 5.

Тем не менее, заданное направление искривления потребует корректировки вследствие возникающего в процессе работы боковых резцов 5 дезориентирующего усилия $P_{д.}$ Данное усилие вызвано сопротивлением резанию-скалыванию горной породы боковыми резцами долота, прижатыми к стенке скважины и будет возрастать пропорционально величине отклоняющей силы на долоте $P_{от}$:

$$P_{от} = P_{д} \cdot R \quad (2)$$

где R – радиус торца долота.

Действие усилия $P_{д}$ и $P_{от}$ приводит к появлению реактивного момента направленного параллельно результирующей Р. В результате плоскость набора кривизны I заданная оператором при постановке задачи смещается в направлении искривления II на угол φ.

Таким образом, появление отклонения плоскости искривления при фрезеровании стенки скважины долотом под действием отклоняющей силы является существенной проблемой, оказывающей большое влияние на точность и качество искривления скважины РУС фрезерующего типа.

Рис. 2. Конструкция алмазного долота

В связи с тем, что отклонение плоскости набора кривизны характерно для всех конструкций отклонителей фрезерующего типа и предопределено механизмом разрушения горных пород вооружением долота под действием отклоняющего усилия, проблема является актуальной, а ее решение требует создания специальных технических средств, в частности создания долот с резцами *PDC*, алмазных и шарошечных долот со специальной схемой размещения бокового вооружения, способного уменьшить отклонение плоскости искривления под действием отклоняющей силы на долоте.

На этой основе была разработана и запатентована конструкция алмазного долота [1], которое позволяет снизить влияние дезориентирующего усилия на отклонение плоскости искривления скважины. Конструкция включает резьбу, корпус, и матрицу, имеющую на периферии наклонные алмазосодержащие штабики (рис. 2). Оптимальный угол наклона штабиков, который позволит наиболее эффективно компенсировать дезориентирующее усилие определяется из величины сил, действующих на наклонное вооружение долота в процессе разрушения породы, а также глубины внедрения резцов в породу.

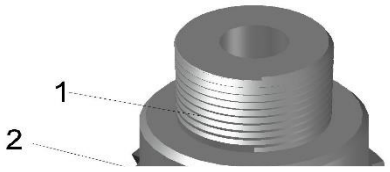


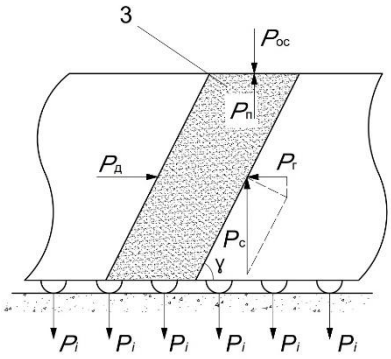
Рис. 3. Схема силового воздействия на наклонный алмазосодержащий штабик в процессе работы.

В связи с тем, что в процессе работы алмазного бурового долота, фиксируемого на отклонителе фрезерующего типа, возникает отклонение плоскости набора кривизны от проектного направления за счет дезориентирующего усилия, которое предопределено процессом разрушения горной породы алмазными резцами на боковой поверхности алмазосодержащей матрицы под действием отклоняющего усилия. Совместное действие усилий $P_{д}$ и $P_{от}$ формирует результирующее усилие P (рис. 1).

Зависимость для оценки величины угла отклонения плоскости набора кривизны φ:

$$\varphi = \operatorname{arctg}\frac{P_{д}}{P_{от}} \quad (3)$$

Условием более точного направления искривления скважин отклонителя фрезерующего типа с использованием алмазных буровых долот является минимизация дезориентирующего усилия $P_{д}$.



Зависимость для определения $P_{д}$ с учетом определённого в работе [6] усилия резания-скалывания горной породы алмазным резцом, выглядит следующим образом:

$$P_{д} = \frac{\pi \cdot \left(h + 0.25\sqrt{d \cdot h}\right)^{2} \cdot n_{б}}{2\mathrm{tg}\gamma_{ск}} \cdot \sigma_{ск} + P_{от} \cdot \mu = P_{а} + P_{от} \cdot \mu. \quad (4)$$

где $P_{а}$ – усилие резания-скалывания горной породы алмазным резцом, даН; $n_{б}$ - количество прижатых к стенке скважины боковых алмазных резцов; μ – коэффициент трения алмазного резца о породу.

Глубина внедрения алмазного резца в породу может быть рассчитана из следующей зависимости [6]:

$$h = 0{,}5d - \sqrt{0{,}25d^{2} - \frac{P}{\pi \cdot p_{ш} \cdot (1 + \mathrm{tg}\varphi_{п})}}. \quad (5)$$

где $p_{ш}$ – твердость горной породы, даН/мм^2; $\varphi_{п}$ - угол внутреннего трения горной породы, градус.

Механизм работы долота с наклонным расположением алмазосодержащих штабиков определяется силовым взаимодействием торцевых $n_{т}$ и боковых $n_{б}$ алмазных резцов с горной породой под воздействием осевого $P_{ос}$ и отклоняющего $P_{от}$ усилий. С учетом этого на каждый торцевой и боковой алмазный резец будет действовать усилие P_{i}, определяемое как:

$$P_{i} = \frac{P_{ос} + P_{откл} \cdot \mu}{n_{т} + n_{б}}, \quad (6)$$

где $P_{ос}$ – осевое усилие, даН; $n_{т}$ – количество торцевых алмазных резцов.

На все боковые резцы, прижатые к стенке скважины, действует усилие сопротивления:

$$P_{с} = n_{б} \cdot P_{i}(1 - \mathrm{tg}\varphi). \quad (7)$$

Поскольку боковые резцы, внедрившиеся в породу и образующие алмазосодержащий штабик, расположены с наклоном, часть силы сопротивления трансформируется в горизонтальную боковую силу $P_г$, величина которой с учетом угла наклона γ определяется как:

$$P_г = \frac{n_б \cdot (P_{ос} - P_{откл} \cdot \mu) \cdot (1 - \mathrm{tg}\varphi) \cdot \sin 2\gamma}{2(n_т + n_б)} \quad . \tag{8}$$

С целью устранения угла отклонения плоскости набора кривизны φ (рис. 1), а, следовательно, и повышения точности процесса искривления скважин, необходимо обеспечить такую величину угла наклона алмазосодержащих штабиков γ, чтобы величина горизонтальной боковой силы полностью компенсировала величину дезориентирующего усилия:

$$P_р + P_{откл} \cdot \mu = \frac{n_б \cdot (P_{ос} - P_{откл} \cdot \mu) \cdot (1 - tg\varphi) \cdot \sin 2\gamma}{2(n_т + n_б)}. \tag{9}$$

откуда величина угла наклона алмазосодержащего штабика γ определяется как:

$$\gamma = \frac{1}{2} arcsin \frac{2(n_т + n_б) \cdot (P_р + P_{откл} \cdot \mu)}{n_б \cdot (P_{ос} - P_{откл} \cdot \mu) \cdot (1 - tg\varphi)}. \tag{10}$$

Применение предложенного алмазного бурового долота позволит повысить точность искривления скважин отклонителями фрезерующего типа (push the bit) с использованием алмазных буровых долот за счет компенсирования дезориентирующего усилия, возникающего за счет прижатия бокового вооружения алмазного долота к стенке скважины.

Литература

1. Алмазное буровое долото: пат. 198234 Рос. Федерация. № 2020105794/ Нескоромных В.В., Головченко А.Е., Лысаков Д. В; заяв. 06.02.2020; опубл. 06.02.2020, Бюл №18.
2. Нескоромных В.В. Направленное бурение. Бурение горизонтальных и многозабойных скважин: учебник/ Красноярск: Сиб. Федер ун-т, 2020, 410 с.
3. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии: учебник/ М., Инфра-М, 2015 г., 346 с.
4. Нескоромных В.В. Отклонители для искусственного искривления геологоразведочных скважин. Обзор АОЗТ «Геоинформарк», М., 1995 г. – 95 с.
5. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин. Москва: изд. Инфра-М, 2015 г.
6. Шраго Л.Г., Юдборовский И.М. Искривление скважины под действием постоянной по величине отклоняющей силы. – «Методика и техника разведки», Л., ОНТИ ВИТР, №48, 1964, с. 47−51.

СОВРЕМЕННЫЕ ВЫЗОВЫ И ПУТИ РАЗВИТИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Тихонов А.С.

Научный руководитель – доцент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сформировавшаяся на сегодняшний день нестабильная экономическая и политическая ситуация на мировых рынках нефти и газа заставляет добывающие компании снижать себестоимость единицы добытой нефти или газа. Одним из самых затратных этапов разработки месторождения является этап строительства скважин. Снижение стоимости строительства скважины возможно, как за счет повышения эффективности уже существующих технологических процессов и оптимизации расходования материально-технических ресурсов, так и за счет внедрения инновационных технологий.

На основании практического опыта и изученных литературных источников, можно выделить следующие основные проблемы в области проектирования конструкции скважин:

- большое количество интервалов бурения под обсадные колонны, что особенно актуально для сложных горно-геологических условий;
- высокая металлоёмкость конструкции скважины
- отсутствие экономической оценки при проектировании конструкции скважины
- устаревшая нормативно-техническая документация в сфере проектирования строительства скважин

Далее рассматриваются актуальные направления для решения выделенных проблем

Сокращение количества обсадных колонн

Намеченная тенденция к сокращению цикла строительства скважины и фактический рост механической скорости бурения по интервалам дали повод к рассмотрению возможности исключения «типовых решений» из конструкции скважины и оптимизации применяемых конструкций на месторождениях, строящихся по групповым рабочим проектам. Одним из таких «типовых решений» является использование направления в конструкции скважины.

В работах [1,2] представлены результаты опытно-промышленны испытаний (ОПИ) по строительству скважин без спуска направления при строительстве эксплуатационных скважин на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз». Строительство эксплуатационных скважин без направления обеспечивает сокращение цикла строительства скважины на 12 часов, исключение затрат материально-технических ресурсов на спуск и крепление обсадных труб направления и как следствие - сокращение стоимости строительства скважины.

На месторождениях, в верхней части разреза которых присутствуют неустойчивые горные породы, склонные к осыпям и обвалам, исключение направления из конструкции скважины невозможно. Решением, направленное на исключение этапов бурения и крепления интервала под направление из цикла строительства скважины является использование «забивного направления». На этапе инженерной подготовки кустовой площадки осуществляется забивание обсадной трубы направления сваебойной установкой. Таким образом значительно снижаются затраты на оплату суточной ставки буровому подрядчику.

Одним из способов исключения этапов бурения и крепления интервала под направление для месторождений, в разрезе которых присутствуют ММП, является спуск и цементирование термоизолированного направления на этапе работ по осуществлению строительства кустового основания. Виду того, что глубина спуска термокейса обычно не превышает 30 м, то бурение до заданной глубины можно осуществлять с применением шнековой буровой установки типа УРБ, МБШ и др. Спуск труб термокейса осуществляется с применением автокрана. Ввиду того, что соединение труб термокейса фланцевое, отсутствует необходимость в применении дополнительного оборудования для осуществления свинчивания труб. Цементирование в данном случае осуществляется обратным способом с заливкой тампонажного раствора в затрубное пространство.

За счет установки термокейса на этапе обустройства кустового основания удаётся достигнуть снижения затрат на оплату работы буровой бригады по суточной ставке, исключить простой буровой установки на время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ). Кроме того, ввиду большого диаметра термокейса (минимальный наружный диаметр 630 мм), спуск с применением стационарной буровой установки вызывает ряд технологических трудностей, связанных с извлечением вкладышей стола ротора.

В работе [4] рассматривается вариант спуска комбинированного кондуктора с включением секции термоизолированных труб. В предлагаемой технологии осуществляется бурение интервала под кондуктор долотом 393,7 мм до проектной глубины. После осуществляют подъем компоновки бурильной колонны на 50 м над забоем и включают в состав колонны бурильных труб расширителя 393,7х584 мм и расширяют ствол скважины в интервале спуска теплоизолированных труб. По завершению операций по подготовке ствола скважины осуществляют спуск обсадной колонны 324 мм в интервале 50 – 460 м и термокейса 324х530 в интервале 0 – 50 м в составе кондуктора. Таким образом, удается достичь исключения операций, входящих в цикл строительства секции 660,4 мм (бурение, подъем и разборка КНБК, спуск и крепление термокейса) и снижения металлоёмкости конструкции скважины.

Применение потайных колонн в конструкции скважин

Стоит отметить, что сокращение количества обсадных колонн недопустимо в случае спуска колонны для перекрытия интервалов, несовместимых по условиям бурения. В данном случае одним из возможных вариантов снижения металлоёмкости конструкции скважины является спуск потайной колонны взамен сплошной.

В работе [5] рассматривается одно из возможных решений проблемы высокой металлоёмкости конструкции скважины на примере скважины Восточно-Уренгойского месторождения. Основными геологическими критериями выбора конструкции скважины на данном месторождении является наличие в разрезе продуктивных нефтяных и газовых пластов с аномально высоким давлением, интервалов, несовместимых по условиям бурения, а также наличие многолетнемерзлых пород.

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. В работе предложена замена сплошной 177,8 мм обсадной колонны на потайную. При таком решении длина обсадной колонны диаметром 177,8 мм уменьшится с 3810 м до 490 м, в следствии чего происходит значительное снижение суммарной массы обсадных колонн на 116,1 т и, как следствие, уменьшается металлоёмкость конструкции скважины на 28,3 кг/м.

По результатам расчета, выполненного в программном комплексе Frost 3D на примере оптимизации конструкции Восточно-Уренгойского месторождения, рассмотренной ранее, были получены коэффициенты теплопередачи для применяемой конструкции – 0,867 Вт/м2К, а для оптимизированной – 0,620 Вт/м2К. Также был выполнен расчет радиусов растепления скважины, которые за 25 лет составили 17,8 и 16,3 м для конструкции со сплошной обсадной колонной 177,8 мм, и для конструкции с потайной колонной соответственно [5].

Решение похожей проблемы рассмотрено в работе [6]. В статье рассматривается конструкция параметрической скважины № 1 Предречицкой площади, в разрезе которой представлены интервалы осыпей и обвалов, поглощений бурового раствора, интервалы залегания солевых отложений, интервалы несовместимые по условиям бурения. Конструкция скважины включает в себя 6 обсадных колонн, в составе которых применяются обсадные трубы с высокой группой прочности и большой толщиной стенки. Для снижения металлоёмкости конструкции параметрической скважины была применена следующая конструкция: кондуктор диаметром 508,0 мм, 1-я техническая колонна диаметром 406,4 мм, 1-й хвостовик диаметром 323,9 мм, 2-я техническая колонна диаметром 244,5 мм, 2-й хвостовик диаметром 168,3 мм. Это позволяет значительно снизить металлоёмкость конструкции скважины за счет применения потайных колонн диаметром 323,9 мм и 168,3 мм.

В работе [7] рассмотрены решения по применению эксплуатационного хвостовика 177,8 мм на месторождениях Волго-Уральского региона. В результате удается достичь снижения протяженности эксплуатационной колонны на 1500 м и металлоёмкости скважины с 82,5 кг/м до 68,3 кг/м. Экономический эффект рассмотрен на примере месторождений АО «Оренбургнефть» и составляет 3,25 млн. руб.

Применение нескольких потайных колонн может быть вызвано не только геологическими условиями, но и технологическими. Так, в рамках реализации проекта Сахалин-1 также сталкиваются с проблемой высокой металлоёмкости скважины [8]. Если применение “нагруженной” конструкции при строительстве рассмотренных выше скважин 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.

Проведение экономической оценки при выборе обсадных труб

На сегодняшний день нередко приходится сталкиваться с ошибочным подходом при проектировании обсадных труб, который основывается на выборе труб с минимальными прочностными характеристиками, обеспечивающими необходимый коэффициент запаса прочности (КЗП). В тоже время при таком подходе, чаще всего выбор идет в сторону обсадных труб с большей толщиной стенки, но с меньшей группой прочности.

Основа такого неверного подхода заложена в «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин, 1997 г.» [9]. В п. 15.5 данной инструкции сказано «Для интервалов колонн, рассчитываемых на смятие, следует выбирать трубы наиболее низкой группы прочности с максимальной толщиной стенки».

Важно отметить, что с совершенствованием технологии обработки металла и технологии выпуска трубной продукции, изготовление обсадных труб с увеличенной группой прочности стало более доступно, что позволило поставщикам снизить цену.

Так при действующих наружных избыточных давлениях, равных 30 МПа, проектировщик осуществляет выбор обсадных труб 177,8х10,4 «Д» с допустимыми критическими давлениями 31,7 МПа. В тоже время наиболее близко к данным значениям сминающих давлений расположены трубы 177,8х9,2 «Е», допустимое критическое давление для которых 32,8 МПа. В тоже время вес обсадных труб с толщиной стенки 9,2 мм составляет 38,7 кг/м, а для труб с толщиной стенки 10,4 мм – 43,2 кг/м. При глубине спуска в 3000 м суммарная масса обсадной колонны составит 116,1 т и 129,6 т для труб с толщиной стенки 9,2 и 10,4 мм соответственно. Превышение в весе варианта обсадных труб с толщиной стенки 10,4 мм над 9,2 мм составляет 11,6 % (13,5 т). В стоимостном выражении, при увеличении группы прочности с «Д» на «Е» стоимость обсадных труб увеличивается на не более чем 6-8 %.

Важно отметить, что при увеличении конечной металлоёмкости скважины, растут и логистические затраты на транспортировку обсадных труб до месторождения. Кроме того, уменьшение внутреннего диаметра ведет к усложнению спуска и работы эксплуатационного и ремонтного оборудования.

Таким образом, при подборе обсадных труб необходимо проводить оценку экономических затрат на приобретение того или иного варианта труб для спуска на проектную глубину.

Обсадные колонны с телескопической конструкцией

Одним из направлений оптимизации цикла строительства скважин является исключение обсадных колонн и объединение интервалов бурения. Специалистами ПАО «НК «Роснефть» предложена технология строительства горизонтальных скважин по двух колонной конструкции на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» [10]. Типовая конструкция горизонтальной скважины на данных месторождениях включает в себя направление, кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик. При строительстве скважин по двухколонной конструкции бурение под эксплуатационную колонну и хвостовик осуществляется за одно долбление долотом диаметром 220,7 мм. Таким образом из цикла строительства скважины исключаются работы:

- шаблонировка и проработка ствола скважины;
- спуск и цементирование обсадной колонны 177,8 мм;
- геофизические исследования;
- спуско-подъёмные операции для смены компоновки низа бурильной колонны (КНБК).

Необходимость спуска в горизонтальный ствол обсадных труб диаметром 140 мм обусловлена риском недоспуска обсадной колонны 178 мм. Благодаря меньшей жесткости обсадных труб 140 мм и увеличенному кольцевому зазору в горизонтальном стволе спуск эксплуатационной колонны за одну операцию в горизонтальный ствол становится возможен.

Опыт строительства скважин по двухколонной конструкции имеется и на объектах общества «Газпромнефть» с комбинированной эксплуатационной колонной 178х140 мм [11].

Специалисты компании ООО "ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь" на своих месторождениях при строительстве горизонтальных скважин по двухколонной конструкции отказались от комбинированной колонны и осуществляют спуск в горизонтальный ствол эксплуатационной колонны 146,1 мм [3]. Несмотря на то, что данная технология в большей степени позволяет достичь снижения металлоёмкости, она обладает существенным недостатком – низкая ремонтопригодность методом зарезки бокового ствола ввиду малого внутреннего диаметра.

С развитием технологии строительства горизонтальных скважин произошло и значительное увеличение протяженности горизонтальных участков, что в свою очередь значительно увеличивает дебит скважины. Но кроме положительных эффектов есть и отрицательные, одним из которых является недоспуск хвостовика до проектного забоя. Данная проблема особо актуальна в слабосцементированных и неустойчивых коллекторах.

Решение данной проблемы рассмотрено в работах [13] на примере скважины Чаяндинского месторождения. Авторский коллектив предлагает спускать в горизонтальный ствол комбинированную колонну, состоящую из труб разных диаметров – 114 мм, 127 мм и 146 мм. В работе рассматривается методика расчета протяженности каждой из секции на основе сохранения притока газа к скважине.

Характерной особенностью работы горизонтального ствола является наличие переменного по его длине притока газа из пласта. Накапливающийся по всей протяженности ствола в продуктивном пласте флюид приводит к возможности применять разные диаметры колонны: меньшие диаметры на конечном забое и ступенчатое их увеличение по мере накопления флюида.

Предложенная конструкция (таблица 1) позволяет достичь снижение веса эксплуатационной колонны, снижение сил трения при спуске обсадной колонны в открытом стволе скважины, снижение гидродинамических давлений на продуктивные пласты (эффект свабирования) при спуске обсадной колонны, снижение гидравлических потерь давления по горизонтальному стволу скважины, спуск эксплуатационной колонны до проектного забоя. Одним

из немаловажных факторов является увеличение веса обсадной колонны на вертикальном участке и участке с небольшим углом за счет применения обсадных труб большего диаметра.

Таблица 1

Конструкция телескопической эксплуатационной колонны

Эксплуатационная колонна	Диаметр, мм	Длина по стволу, м
Первый участок (от забоя скважины)	114	1350
Второй участок	127	250 (от 1300 до 1600)
Третий участок	146	400 (от 1600 до 2000)

При прочих равных условиях допустимая скорость спуска для телескопической обсадной колонны составляет 1,34 м/с, а для одноразмерной – 1 м/с. Это свидетельствует о снижении гидродинамических давлений при спуске телескопической колонны в скважину [13].

В работе рассмотрены решения направленные на снижение стоимости строительства скважины путем оптимизации её конструкции, что в свою очередь подтверждает актуальность направления по оптимальному выбору конструкции скважины.

Литература

1. 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.
2. Тихонов А.С. Анализ мероприятий по сокращению сроков строительства скважин на объектах ООО «РН-Юганскнефтегаз»//Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. 2020. С. 426-428.
3. Бакиров Д.Л., Фаттахов М.М., Бабушкин Э.В., Ковалев В.Н., Шурупов А.М., Фатихов В.В., Терегулов О.Ф. Совершенствование технологиистроительства горизонтальных скважин//Нефтепромысловое дело. 2020. № 1 (613). С. 55-59.
4. Колесник А.С., Бастриков С.Н. Оптимизация конструкции скважин на месторождениях крайнего севера//Интернаука. 2021. № 2-2 (178). С. 13-15.
5. Тихонов А.С., Ковалев А.В. Оптимизация конструкции скважины путем применения потайных колонн//Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. 2020. С. 429-431.
6. 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.
7. Ляпин И.Н. Применение эксплуатационного хвостовика с целью оптимизации затрат на строительство скважин//Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли. Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции. 2020. С. 32-37.
8. О проекте “Сахалин-1” [Электронный ресурс]. - https://www.sakhalin-1.com/ru-RU (Дата обращения 21.02.2020).
9. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, 1997 г.
10. Гиниатуллин Р.Р., Киреев В.В., Галимуллин Р.Р., Бравкова Н.Г. Двухколонная конструкция горизонтальных скважин//Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 34-39.
11. Колесник А.С. Двухколонные скважины «Новопортовского»// Студенческий вестник. 2021. № 2-6 (147). С. 21-22.
12. Юдин А.В. Оптимизация конструкции телескопической эксплуатационной колонны для скважин с большой протяженностью горизонтального участка//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. № 11. С. 27-29.
13. Панаев С.Ю. Сравнение режимов спуска одноразмерной и телескопической обсадной колонн//Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. Т. 12. № 9. С. 73-78.

ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Ханахмедов Н.Б.

Научный руководитель – старший преподаватель В.Ю. Молоков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Автоматические электроприводы являются основными потребителями электроэнергии. В промышленно развитых странах более 60% электроэнергии преобразуется в механическую электроэнергию с помощью электропривода С давних времен люди пытались заменить тяжелый ручной труд, являющийся источником механической энергии. В современных приводах в качестве источника механической энергии используются различные двигатели. Решение всех без исключения технологических процессов строительства скважин обеспечивается системами электропривода.

Процесс строительства скважины требует бесперебойной работы буровых установок, в частности двигателей и насосов. Интерес представляют бурение скважин на электроприводе, последовательность пуска всех машин и механизмов, а также компоновка электрооборудования постоянного и переменного тока [1-6]. Таким образом, разработка и модернизация электроприводов способствуют повышению производительности и эффективности производства. Зная свойства и функции привода, инженер-электрик может убедиться, что привод используется эффективно.

Электрический комплекс современной буровой установки с механической движущей силой - это совокупность подсистем, которые могут обеспечить выработку электроэнергии (при отсутствии централизованного электроснабжения), распределение, преобразование и использование энергии, а также управление всеми этими подсистемами, и включает:

- шкаф выключателей высокого напряжения;
-силовые трансформаторы и трансформаторы;
-двигатели переменного и постоянного тока;
-полное тиристорное устройство;
-комплектное оборудование для управления и распределения электроэнергии низкого напряжения;
-кабели и провода;
-источник света;
-мобильная силовая установка

Типовая конструкция привода переменного тока, используемого в оборудовании с централизованным питанием (рисунок 1), ориентирована на использование части регулируемого механизма основного механизма, что позволяет формировать пусковую характеристику и экономично регулировать скорость в электродвигателе.

Типовая структура приводов постоянного тока для устройств с централизованным и автономным питанием (рисунок 2) ориентирована на использование регулируемых глубоко исполнительных механизмов на основе основных механизмов электродвигателей и силовых тиристорных преобразователей.

Электростанция в не электрифицированной зоне представляет собой комплект дизель-генераторных установок переменного тока, а электростанция в электрифицированной зоне - это комплект распределительных устройств и трансформаторов, снижающих напряжение до необходимого уровня.

Электрооборудование, относящееся к электрическому комплексу, является либо изделием, используемым для конкретной цели, то есть разработанным по отдельным техническим требованиям и имеющим базовое применение, либо относится к общепромышленной продукции.

В каталоге обычно представлена информация только об электрооборудовании специального назначения.

Полный комплект электрооборудования, используемого на дизельной установке основной механизм, полностью входит в комплект оборудования соответствующего уровня с электроприводом, обычно относится к общепромышленной продукции, поэтому данная информация электрооборудование не актуальна, в статье.

Для привода механизма вспомогательного привода, дизельные буровые установки обычно комплектуются двумя дизельными электрооборудованием мощностью 200 кВт.

Принципиальная схема электрооборудования предусматривает возможность раздельного использования полной мощности каждого агрегата для питания всего электрооборудования, а также предусмотрена параллельная работа дизель-генераторов. Это может обеспечить резервирование мощности (при необходимости выключить устройство) и распределить нагрузку для подключения двух дизель-генераторов. Установлена дизель-генераторная установка для резервного электроснабжения оборудования с централизованным электроснабжением. Электроэнергия, вырабатываемая генератором, подается на панель управления, а затем передается в шкаф управления исполнительного механизма вспомогательного механизма. Питание потребителя осуществляется от автоматического выключателя, расположенного в шкафу управления. Электроэнергия, вырабатываемая генератором, подается на панель управления, а затем передается в шкаф управления исполнительного механизма вспомогательного механизма. Пользователь получает питание от автоматического выключателя, расположенного в шкафу управления.

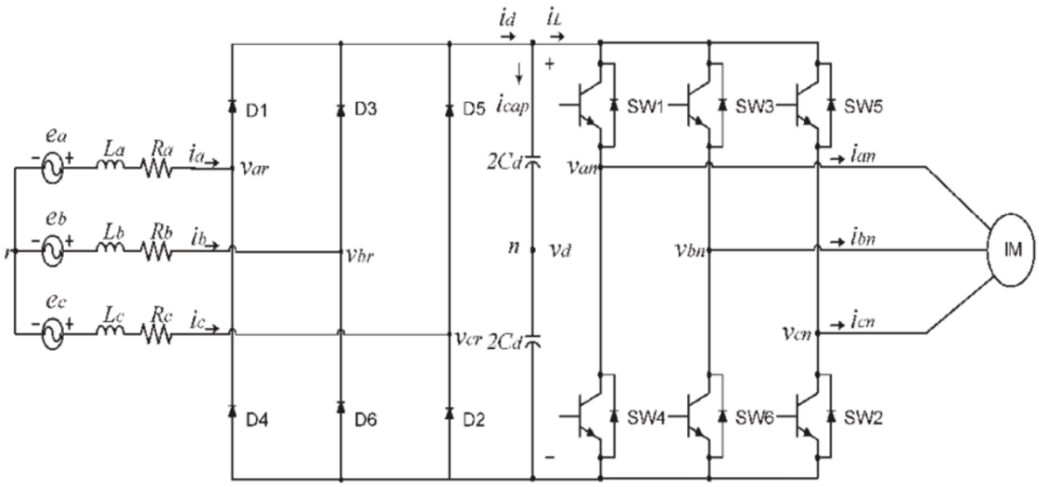


Рис. 1 Типовая однолинейная схема электротехнического комплекса буровой установки переменного тока: Ra - Комплектное распределительное устройство высокого напряжения; SW3,5,1 - трансформаторы понижающие мощности; D1, D2, D3, - электродвигатели соответственно лебедки, буровые насосы, ротор, регулятор долота; ТРС - тиристорный бегунок; ТПД, ТПП - ротор силового тиристорного преобразователя и регулятор подачи; Lc - тиристорные активаторы; А2 - Шкаф управления вспомогательной техникой

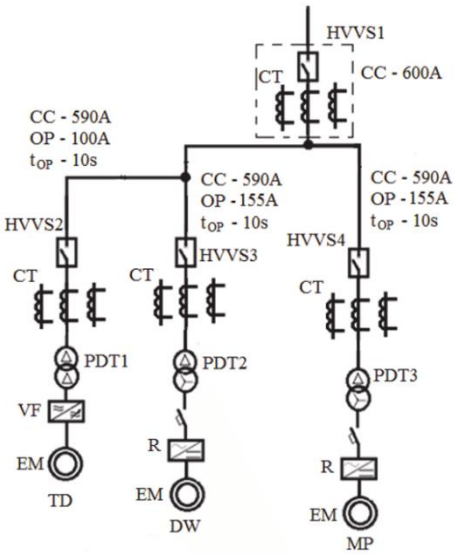


Рис. 2 Типовая однолинейная схема электро-системы буровой установки с электроприводом: Однолинейная схема питания буровой установки HVVS1… HVVS4 - высоковольтные вакуумные выключатели; ПДТ1… ПДТ3 - силовые сухие трансформаторы; КТ - трансформаторы тока; ВФ - преобразователь частоты; ЭМ - электродвигатель; Р - выпрямитель; СС - текущая отсечка; ОП - максимальная токовая защита; ТД - верхний привод; DW - лебедка; МП - буровой насос.

В статье не рассматривается электрооборудование отдельных производственных объектов для особых условий бурения (кроме электрических машин для морских буровых установок), а также оборудование, встроенное в комплектные устройства управления, и электрооборудование систем управления процессом бурения.

Электротехническая продукция наземных буровых установок изготавливается в климатическом исполнении Б (для больших климатических зон с умеренным климатом) и УХЛ (для больших климатических зон с умеренным и холодным климатом) и имеет рабочие температуры (категории размещения 1, 2 и 3). От +40 до -45 С и от +40 до -60 ° С соответственно.

Высота над уровнем моря - до 1000 м, относительная влажность 80% при + 20С.

Окружающая среда не должна содержать опасностей взрыва и пожара, а также большого количества агрессивных газов и паров, повреждающих металлы, изоляционные материалы и покрытия. В категорию размещения оборудования (ГОСТ 15150-69) входят работы, выполняемые на открытом воздухе, при которых колебания температуры и влажности существенно не отличаются от колебаний температуры и влажности на открытом воздухе, в помещении или в помещении, а при отсутствии климатических условий, контролируемых человеком. вентиляция внизу. В таблице 1 перечислены уровни защиты и условия работы, а также некоторые другие особенности конструкции.

Для обозначения степени защиты используются латинские буквы 1Р и следующие две цифры (ГОСТ 14254-80). Первая цифра указывает на уровень защиты персонала от контакта с токоведущими и движущимися частями. Уровень защиты внутри защитной крышки может предотвратить проникновение твердых посторонних предметов. Второе число указывает на степень защиты от попадания воды. Штрих в таблице 1 указывает на то, что данный параметр не ограничен техническими характеристиками.

Таблица 1

Степени защиты и работы оборудования

Индикаторы	**Категория и тип**			
	Тип КРУ	Трансформеры	Электрические машины	
			АКБ	АОКБ
Высота, м, не более.	1000	1000	1000	1000
Температура воздуха, С0.				
Максимум	+40	+35	+40	+40
Минимум	-45	-60	-45	-60
Относительная влажность воздуха при температуре 20 С0,%	80	80	80	100
Степень защиты (ГОСТ 14254-80)	1Р34*	1Р21	1Р23	1Р44
Устойчивость к механическим факторам	М18	М25	М18	М18
Климатическое образование и категория размещения	ХЛ1	У1(ХЛ1)**	У2	УХЛ2

В статье рассмотрены вопросы эксплуатации, выбора и схемы буровой установки энергетического комплекса глубоких скважин. Определена последовательность и правильность подключения главных приводов переменного и постоянного тока. Данные о степени защиты и эксплуатации оборудования в различных климатических

условиях. Типовая однолинейная схема электрического комплекса с электроприводом буровой установки с прямым приводом и типовая однолинейная схема электрического комплекса с электроприводом буровой установки. Определена последовательность подключения и проблема резервирования источника питания при остановке агрегата, а также определено распределение нагрузки на два дизель-генератора при подключении других электроприборов.

Литература

1. Конспект лекций по дисциплине «Автоматизированный электропривод» (для студентов 4 курса всех форм обучения специальности 6.090603 - «Электроэнергетические системы»). Гараж В.Н., Фатеев В.Н. - Харьков: ХНАГ, 2007. -104 с.
2. Шефер О.В. Диагностика электродвигателей сложных электромеханических систем - Полтава, ПолтНТУ, 2015. - выпуск 2 (34).
3. Кучук Г., Коваленко А., Комари И. Е., Свиридов А., Харченко В. Повышение энергоэффективности центров обработки данных: модель и метод на основе трафика. Исследования в области систем, принятия решений и управления, том 171/ 2019. С. 161-183. DOI: http://doi.org/10.1007/978-3-030-00253-4_8
4. Рубан, И. и др. Перераспределение нагрузки базовых станций в сетях мобильной связи // Инновационные технологии и научные решения для промышленности. - 2017. - № 1 (1) - С. 75-81. - DOI: https://doi.org/10.30837/2522-9818.2017.1.075
5. Свиридов, А., Кучук, Х., Цяпа, О. (2018), «Повышение эффективности процесса распознавания изображений: подход и тематическое исследование», Труды 9-й Международной конференции IEEE 2018 по надежным системам, услугам и технологиям, DESSERT 2018, стр. 593-597, DOI: http://dx.doi.org/10.1109/DESSERT.2018.8409201
6. Шефер О. и др. Обобщение описей помех информационных и телекоммуникационных систем // Системы управления, навигации и связи. - Полтава: ПолтНТУ, 2019. - Нет. 6 (58). - С. 115-122.

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ПРЕДИКТИВНОЙ МОДЕЛИ ПРОГНОЗА КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

Шаляпин Д.В., Шаляпина А.Д.

Научный руководитель – профессор Кузнецов В.Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Нарушения герметичности крепи скважины на данный момент является актуальной проблемой в мировой практике добычи углеводородов на море и на суше [1]. Так, более 8000 скважин в Мексиканском заливе, примерно 50 % скважин месторождения Белый Тигр и более 40 % эксплуатационных скважин в России имеют нарушенную конструкцию крепи, что становится причиной разгерметизации устьевого оборудования, нарушения целостности обсадных колонн, образования грифонов и неуправляемых фонтанов [2].

На устранение последствий нарушения герметичности конструкции скважины тратится большое количество времени и средств компаний, по оценкам экспертов, на сегодняшний день более 900 законсервированных и подлежащих ликвидации скважин имеют межколонные перетоки, а на примерно 3600 ликвидированных скважин необходимо повторно проводить мероприятия по ликвидации, поскольку они представляют экологическую угрозу. Также ситуация осложняется тем, что согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при обнаружении заколонных перетоков эксплуатация скважины должна быть прекращена. Таким образом, на данный момент повышение герметичности крепи скважины является актуальной задачей, которую проблематично решить современными технологиями [3].

Для решения проблемы необходим комплексный подход, включающий в себя как натурные эксперименты, так и проведение статистического анализа для установления наиболее весомых параметров с целью их дальнейшей корректировки [4]. Методы машинного обучения и нейросетевого моделирования получили широкое распространение в мировой практике анализа данных в нефтегазовой сфере (идентификация типа горной породы под долотом, прогноз возникновения осложнений и т.д.), поскольку показали эффективность в задачах с информацией, полученной от измерительных приборов, иными словами, с реальными данными, описание которых требует нахождения сложных взаимосвязей, не подчиняющихся линейным законам.

Перед началом анализа данных необходимо задать цели исследования: прогнозирование целевой переменной при изменении входных параметров, кластеризация информации вокруг объединяющих данных, классификация, анализ чувствительности и т.д. Поставленные цели определяют методы анализа данных, так, для классификации информации используется алгоритм «Лес случайных решений». Данный метод используется для обнаружения взаимосвязей между входными переменными в виде иерархической структуры, что позволяет определять степень влияния предикторов на целевой показатель путем применения функции оценки качества разбиения. Принцип работы данного метода заключатся в следующем: создается узел дерева (предположение о влиянии параметра) и далее на каждом шаге построения дерева правило, формируемое в узле, делит заданное множество примеров (обучающую выборку) на две части – часть, в которой выполняется правило (потомок – right) и часть, в которой правило не выполняется (потомок – left). Для выбора оптимального правила используется функция оценки качества разбиения, базирующийся на идее уменьшения неопределённости в узле.

Данный метод классификации применяется для выделения наиболее важных параметров с целью уменьшения нагрузки на предиктивную модель путем исключения предикторов с малым математическим весом. Также данный метод позволяет увидеть взаимосвязь между входными условиями и целевым показателем.

Для детального анализа характера влияния входных параметров используется Байсовский метод, суть которого заключается в задании апостериорной вероятности наступления нужного события с последующим изменением входных переменных и установлении типа взаимодействия. Байсовская метод позволяет зафиксировать

характер изменения вероятности наступления нужного события, что полезно для выбора стратегии корректировки входного параметра.

Создание качественной предиктивной модели на основе большого объема фактической информации требует применения методов, которые позволяют описывать массив данных с высокой точностью. Одним из таких методов является искусственная нейронная сеть, которая позволяет связывать независимые параметры друг с другом, придавая им весовые коэффициенты на каждом этапе вычислений для прогнозирования целевого параметра.

Процесс создания нейронной сети заключается в подборе количества нейронов, их весовых коэффициентов и функций активации [5]. Для определения оптимального числа нейронов проводят кластерный анализ с использованием сети Кохонена. Это объясняется ее архитектурой и процессом обучения, который не предполагает использования результатов вычислений при корректировке модели. Настройка происходит до тех пор, пока количество нейронов не станет равно количеству кластеров данных, таким образом, каждый нейрон описывает часть информации путем объединения данных по общим признакам.

Работа по созданию математической модели, описывающей процесс крепления скважины, начинается с формирования базы данных, которая должна содержать достаточное количество скважин с различными результатами цементирования. В мировой практике применения нейронных сетей существует принцип, согласно которому количество рассматриваемых случаев должно в 10 раз превышать количество входных параметров, поэтому процесс сбора и систематизации информации занимает продолжительное время.

Для дальнейших расчетов на практике выбирается модель многослойного персептрона, поскольку он позволяет создавать сети высокой сложности. Выбор весовых коэффициентов и функций активации определяется тестовыми вычислениями, по результатам которых выбираются наилучшие нейронные сети. Также повышение точности достигается путем использования алгоритма обратного распределения, суть которого заключается в том, что сигнал ошибки каждого конечного параметра, рассчитанный на текущей интерации, распространяется по слоям в обратном направлении (от выходного к первому) с учетом тех же весовых коэффициентов, которые использовались при прямом прохождении входных сигналов по нейронной сети и расчете выходных значений.

Для ускорения работ по созданию базы данных целесообразно создавать автоматически формируемые массивы информации по принципам работы реляционной модели. Данное решение позволяет соединять информацию из производственных отчетов в одной таблице без ручной сортировки и обработки, что значительно сокращает время. После создания базы данных с необходимым количеством параметров и случаев, их описывающих, приступают к первичной обработке информации. Суть данного процесса заключается в:

- Выявлении и устранении отсутствия данных;
- Объединении параметров в комплексные переменные;
- Замене непрерывных переменных категориальными.

Данные мероприятия поводятся для повышения точности модели и уменьшении нагрузки при проведении расчетов, это особенно актуально при большом количестве данных.

После предварительной подготовки информации необходимо провести кластерный анализ с применением сетей Кохонена для установления характера взаимодействия данных друг с другом, а также для определения нужного числа нейронов. Результатом может стать пересмотр стратегии создания предиктивной модели, поскольку кластеры, образованные параметрами, не подтвердят первоначальную гипотезу о распределении данных, что потребует либо разбиения базы данных на более мелкие или уменьшения количества случаев для уменьшения нагрузки при расчетах.

Дальнейшим шагом является процесс создания предиктивной модели с использованием алгоритмов нейронных сетей. Перед формированием модели необходимо определить тип целевой переменной: непрерывное число или категориальный показатель, от этого выбора зависит величина начальной выборки данных, а также применяемые алгоритмы и функции активации.

Определение наилучшей сети осуществится путем проведения все возможных вычислений с различными настройками анализа: изменение количества нейронов на скрытых и выходных слоях, использование различных функций активации нейронов (тождественная, логистическая, гиперболическая, экспоненциальная, синусоидальная), изменение обучающих методов (сумма квадратов и кросс-энтропия), изменение типа нейронной сети (многослойный персептрон и модель радиально базисной функции).

После проведения вычислений и выбора наиболее точной нейронной сети необходимо приступить к оптимизационной задаче для определения величин входных параметров, при которых целевая переменная принимает необходимое значение. Для этого используются методы машинного обучения: Лес случайных решений и Байсовский классификатор. С помощью алгоритма «Лес случайных решений» подробно рассматривается взаимодействие параметров друг с другом, а также оценивается их важность относительно целевой переменной. Метод Байса необходимо применить для определения характера влияния каждого параметра на результат и для определения оптимальных значений переменных для достижения высоких показателей моделируемой величины.

Заключительным этапом является опробование полученной модели на данных, которые не участвовали в создании нейронной сети или в машинном обучении, данный шаг необходим для подтверждения адекватности модели, в мировой практике обучающая выборка должна составлять 15 % от исходного массива данных.

Литература

1. Бакиров, Д. Л. Оптимизация технико-технологических решений для строительства сложнопрофильных скважин / Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин, В. А. Бурдыга, М. М. Фаттахов, А. В. Щербаков, А. И. Доброчасов // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 8 (608). – С. 39-44.
2. Бакиров, Д. Л. Оптимизация затрат на бурение и обустройство месторождения в условиях геологической неопределенности / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, Я. И. Баранников, А. В. Витязь, Р. Р. Абдрахманов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 10. – С. 22-28.

3. Бакиров, Д. Л. Снижение износа бурильных труб в скважинах со сложным профилем / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, А. И. Доброчасов, М. М. Фаттахов, В. В. Фатихов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 10. – С. 33-38.
4. Бакиров, Д. Л. Предупреждение возникновения водоперетоков применением самовосстанавливающихся составов для крепления скважин / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, В. Н. Ковалев // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 36-39.
5. Бакиров, Д. Л. Разработка тампонажных растворов с цементозамещающими компонентами для крепления скважин в условиях Западной Сибири / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, М. М. Фаттахов, Н Р. Галеев // Интервал. – 2009. – № 2. – С. 43-45.
6. Галиев, Р. Ф. Интегрированное решение по повышению качества крепления скважин в интервалах терригенных отложений / Р. Ф. Галиев, И. Р. Рафиков, А. В. Самсыкин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 29-33.
7. Фаттахов, М. М. Оптимизация профилей скважин с большой протяженностью горизонтального участка / М. М. Фаттахов, И. К. Ахметшин // Бурение и нефть. – 2012. – № 8. – С. 42-44.

АНАЛИЗ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Шемелина О.Н.
Научный руководитель – профессор В.П. Овчинников
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Современные технологии и технические средства разработки месторождений образуют целостную систему нефтяного промысла. Расширение объема научно-технической информации коренным образом влияет на настоящие представления о добычи высоковязких нефтей (ВВН).

Существует несколько определяющих факторов строительства скважин:

1) Эффективное применение используемого оборудования;
2) Оптимальные способы и режимы эксплуатации скважин;
3) Поддержание пластового давления в продуктивных горизонтах;
4) Свойства коллекторских свойств вмещающих пород;
5) Фракционный состав добываемых флюидов, минирализация вод;
6) Контроль крепи скважины. [1]

Одним из отрицательных факторов является наличие сероводорода в добываемой продукции. Сульфатовостанавливающие бактерии способствуют дополнительному образованию сульфидов железа в продуктивном пласте, а также коррозии обсадных труб НКТ и выходу из строя нагнетательных насосов. Решением данной проблемы являются ингибиторы коррозии. [2]

Система «обсадная труба – цементное кольцо – пласт» подвергается физико-химическому воздействию пластовой среды и воздействию бактерий. В процессе бурения скважины могут возникнуть проблемы, связанные с разрушением ее крепи, появлением межпластовых перетоков, грифонов, потери герметичности обсадных труб. Сульфатовосстанавливающие бактерии способствуют коррозии цементного кольца и обсадных труб, что приводит преждевременному прорыву воды к скважине, затруднению эксплуатации скважины, и в итоге, к снижению добычи нефти из пластов. [3]

Оптимизация сооружения скважин, предназначенных для добычи высоковязких нефтей является актуальной проблемой.

К важным задачам можно отнести:

1) Достижение максимальных показателей работы скважины.

2) Совершенствование знаний и навыков, анализ выполняемых работ, корректировка программ на бурение, создание новых технологий.

3) Разработка оптимальных показателей бурения.

4) Анализ программ бурения и методик сооружения скважин, а также совершенствование организации буровых работ.

5) Обеспечение тесного взаимодействия между заказчиком и подрядчиком по проводке скважины.

Согласно анализу проектирования скважин, можно рекомендовать:

1) Использовать достижения и опыт буровой отрасли в Западной Сибири.

2) Использовать при строительстве скважин оборудование и технику российского производства.

3) Сочетать западные технологии для обеспечения качественной проводки скважин с большим смещением забоя от вертикали и с большими зенитными углами отклонения ствола.

4) Применить разработанную Ростехнадзором систему безопасности труда и охраны окружающей среды для предотвращения аварий, улучшить качество техобслуживания и ремонта оборудования, а также улучшить условия проживания.

5) Анализировать возможности оптимизации конструкции скважин и режимов бурения для ускорения их строительства. [5]

Выводы:

1. Цементный камень и подземное оборудование повергается воздействию биохимической коррозии, которая имеет техногенное происхождение.

2. Разработка, эксплуатация и реконструкция конструкции скважины должна строго регламентироваться программой на бурение.

3. Контроль повышения надежности на каждом этапе строительства скважины должен быть обоснован на существующих методиках, технологий и технических решений разрабатываемого месторождения нефти.

Литература

1. 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.
2. 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.
3. Шемелина О.Н. Анализ фильтрационных свойств в породах коллекторах при бурении / Сборник статей по материалам VI Всероссийской конференции молодых ученых «Наука и инновации XXI века», г. Сургут, 27 сентября 2019. Т. 2. – С. 84-89
4. Шемелина О.Н. Разработка рецептуры бурового раствора / О.Н. Шемелина, В.П. Овчинников // Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне «Проблемы геологии и освоения недр», г. Томск, 06-10 апреля 2020 г. Т. 2. – С. 439-440

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И ИХ СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Щербаков Р.Э.

Научный руководитель - старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основное предназначение телеметрической системы MWD заключается в определении и передаче в режиме реального времени во время бурения на поверхность данных инклинометрии (зенитного угла и магнитного азимута) для определения пространственного положения (траектории) скважины. При этом данные инклинометрии очень часто дополняются информацией о параметрах бурения, температуре на забое и гамма-каротажом [2]. Гамма-каротаж позволяет измерять естественную радиоактивность горной породы, разделяя геологический разрез на глинистую и неглинистую составляющие, что хорошо работает, особенно в условиях терригенного разреза Западной Сибири и не только. В случае применения, для более детального изучения свойств коллектора, различных систем каротажа во время бурения LWD, телеметрическая система MWD, кроме прочего, выполняет роль связующего звена – передает данные на поверхность [3]. На сегодняшний день телеметрические системы MWD стали абсолютной неотъемлемой частью при бурении наклонных и горизонтальных скважин. Без применения телеметрических систем практически невозможно решать задачи, которые перед буровиками ставят геологи – выполнение необходимых траекторий скважин и попадание в геологические цели [2].

Телеметрические системы позволяют повысить эффективность бурения, обеспечивая точное размещение скважин и предоставляя информацию о динамике бурения в реальном времени для оптимизации параметров бурения и улучшения скорости проходки и долговечности скважины [3]. Оперативная информация о состоянии пласта, полученная с помощью замеров гамма-излучения, сопротивления и других телеметрических измерений позволяют оператору регулировать траекторию скважины в реальном времени, чтобы обеспечить размещение скважины в наиболее продуктивной части пласта [1].

Кроме того, телеметрические системы позволяют измерять ряд параметров, отражающих состояние бурильной колонны, КНБК и ствола скважины, что обеспечивает бурение согласно плану и позволяет выявлять обстоятельства, которые могут привести к повреждению оборудования или другие чреватые простоями условия. Измерения в процессе бурения дают возможность своевременных действий по сохранению проектной траектории ствола скважины [5].

Указанные измерения позволяют получать информацию о [1]:

− силах, воздействующих на буровую колонну и КНБК, включая динамические характеристики и вибрацию;

− статическое и динамическое давление внутри буровой колонны и в затрубном пространстве;

− размеры и форму самого ствола скважины.

Рис. Общая схема телеметрической системы

Любая телеметрическая система (система связи) состоит из пяти основных (рисунок 1). Источником информации является забойный датчик, создающий сообщение о величине измеряемого параметра. В передатчике это сообщение обрабатывается определенным образом и формируется сигнал, удобный для передачи по каналу связи. Обработка сообщения включает преобразование показаний датчика, например, в пропорционально изменяющееся электромагнитное поле, его кодирование и модуляцию [2]. Первичным источником питания передатчика является скважинный генератор или блок литиевых батарей.

В настоящее время, существуют несколько каналов передачи скважинных измерений/каротажа в процессе бурения (MWD / LWD) телеметрическими системам [4]:

− по гидроимпульсному каналу связи (положительному, отрицательному, модулированному);
− при помощи электромагнитных волн;
− через кабель на колонне бурильных труб;
− геоакустический (геосейсмический);

Необходимо отметить, что выбор канала связи имеет большое значение как в объеме информации, передаваемой в реальном масштабе времени, так и в надежности и эксплуатационных качествах MWD и LWD систем.

Классификация телеметрических систем достаточно обширная. Выделим наиболее значимые уровни. На первом уровне в основе классификации лежит главная эксплуатационная функция, определяемая наличием или отсутствием канала связи забой – устье, так как от этого зависят возможности использования инклинометрических приборов и систем. По этому признаку все телесистемы подразделяются на два класса:

− автономные (без канала связи);
− с каналом связи забой-устье.

Дальнейшая классификация автономных приборов может быть проведена по следующим признакам:

− число регистрируемых параметров;
− принцип работы датчика азимутального угла;
− число точек регистрации; способ регистрации.

Преимущества и недостатки систем с различными каналами связи приведены в таблице 1.

Таблица 1

Сравнительная характеристика способов передачи информации в процессе бурения

Канал связи	Преимущества	Недостатки
1	2	3
Проводной электрический канал связи (сбрасываемый кабель, кабельные секции в трубах)	Высокая скорость передачи данных, возможность двухсторонней связи и передачи электроэнергии для питания скважинной аппаратуры. Универсальность. Малый коэффициент затухания при использовании неперерывного кабеля	Высокая стоимость, проблема надёжности соединений, износ и повреждение кабеля вследствие абразивного износа и вращения труб, затруднения при ловильных работах, необходимость специального оборудования для работы с кабелем. увеличение времени СПО. максимальная глубина использования до 6000м.
Электромагнитный канал связи	Простота преобразования измеряемой величины в электрический сигнал, высокая помехоустойчивость, меньшая стоимость скважинного оборудования, отсутствие специальных труб с встроенным уплотнением для присоединения к наземной аппаратуре	Значительное затухание сигнала с увеличением глубины зависящее от свойств породы. необходимость в забойном генератре большой мощности. максимальная глубина использования до 5000м.
Акустический канал связи	Простота организации, широкополостность спектра излучения, дальность связи определяется количеством ретрансляторов	Низкая информативность и помехоустойчивость, трудности, связанные с выделением сигнала на фоне помех, отражение и интерференция сигнала, вызванная наличием замковых соединений и изменением диаметра бурильных труб, наличие в буровой колонне ретрансляторов. Максимальная глубина использования до 4000м.
Гидравлический канал связи с использованием излучателя давления высокой частоты	Простая система излучения и приёма	Малая дальность передачи, большое затухание сигнала, низкая помехоустойчивость
Гидравлический канал связи с использованием излучателя давления низкой частоты	Большая дальность передачи. Глубина использования более12000м.	Низкая пропускная способность, большие потери гидравлической мощности на формирования информативного сигнала
Геоакустический канал связи	Отсутствие забойных датчиков	Сильное затухание сигнала. Трудности с выделением информационного сигнала на уровне помех

В результате выполненного обзора каналов связи телеметрических систем, можно отметить, что в России широкое практическое использование в реальных условиях бурения получили телесистемы со следующими каналами связи:

− гидравлический;

− электромагнитный.

У каждого из этих каналов связи имеются свои преимущества и недостатки. Разнообразие условий бурения, а также экономическая целесообразность определяют каждому каналу связи свою область применения.

Литература

1. Арапов К.С. Выбор оптимального комплекса каротажа в процессе бурения нефтяных и газовых скважин // Геология в развивающемся мире. – Пермь, 2020. – С. 253 – 255.
2. Двойников В.М., Милашин С.С. Определение оптимальных режимных параметров наклонно направленного бурения скважин на основе информации с систем MWD // Бурение скважин в осложненных условиях. – Санкт-Петербург, 2018. – С. 31 – 32.
3. Колонских Д.М., Жиляев Ю.П. Обеспечение точной проводки горизонтальных скважин в тонких нефтяных пластах // Нефть. Газ. Новации. – Самара, 2020. – С. 22 – 25.
4. Кольчев И.Н., Радаев Д.А. Применение телеметрических систем MWD в процессе бурения горизонтальных скважин // Advances in science and technology. – Москва, 2019. – С. 63 – 64.

УСЛОВИЯ И ОГРАНИЧИВАЮЩИЕ ФАКТОРЫ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Щербаков Р.Э.

Научный руководитель - старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Принимая решение об использовании телеметрических систем, необходимо учитывать ряд факторов и эксплуатационных требований. Оператору необходимо понимать ожидаемые условия эксплуатации и выбирать оборудование, отвечающее соответствующим требованиям.

Критические параметры, которые имеют значение при выборе телеметрического оборудования: максимальная температура и давление; характеристики бурового раствора; планируемые траектории скважин и их размеры; возможные осложнения при бурении, такие как зоны поглощения промывочной жидкости; концентрация H_2S и геологический профиль удельных сопротивлений [1].

Вместе с тем электромагнитный канал связи ограничен по дальности действия свойствами геологического разреза, такими как проводимость и чередование слоев горных пород, сила сигнала зависит от материала бурильных труб, а также отсутствует возможность исследования в море и в соленосных отложениях [3].

Рассмотрение вышеуказанных факторов позволяет выбрать правильный для конкретной области применения тип телеметрического оборудования – с гидроимпульсным или электромагнитным каналом связи, фиксированной установки или извлекаемого типа. При выборе телеметрической системы также следует рассмотреть ее совместимость с прочими компонентами КНБК, такими как роторные управляемые системы и возможность компоновки забойной части телеметрической системы дополнительным оборудованием.

Обеспечение качества передаваемых данных – отдельная область. Качество данных начинается с качества и точности установленных в системах MWD магнитометрах и акселерометрах, качества электронных плат и компонентов, качества сборки оборудования на заводе, уровня своевременного текущего обслуживания оборудования, включая калибровку и тарирование приборов в специальных «немагнитных» помещениях, установки необходимого количества немагнитных труб в компоновку низа буровой колонны.

При инклинометрии ствола скважины ошибки измерения различного происхождения приводят к неопределённости фактического положения ствола скважины. Типы ошибок могут быть разделены на случайные и систематические.

Различие между результатом измерений (когда одним и тем же прибором проводят ряд измерений на фиксированной глубине) является примером случайной ошибки. В общем случае случайные ошибки устраняются при переходе от одной точки измерения к другой. Случайная составляющая погрешности измерений при прочих равных условиях значительно меньше влияет на размер области неопределённости положения точки измерения параметров ствола скважины [2]. Влияние случайной ошибки на результаты расчётов траектории бурения снижается с увеличением числа измерений.

Систематические ошибки присутствуют при каждом измерении по мере перемещения прибора по стволу скважины. Систематические ошибки от одной точки измерения к другой накапливаются в одном направлении (положительном или отрицательном) [2]. Систематические ошибки являются основной причиной неопределённости положения расчётной траектории бурения в пространстве.

Далее, расчет всех необходимых поправок на географическое положение устья скважины и величины магнитного поля и введение поправочных данных в сопровождающий компьютер. И, в дополнение, непосредственно в процессе бурения, получаемые в реальном времени данные инклинометрии обрабатываются программным обеспечением для подтверждения качества или отбраковки, так же скважинный прибор передает в заданных промежутках времени диагностические данные по своему текущему состоянию и функционированию элементов [3].

Систематические ошибки измерения возникают вследствие различных причин [2]:

− ошибка в определении глубины расположении измерительного прибора;

− собственная ошибка прибора (характеристика датчиков);

− магнитные помехи (магнитная интерференция – наложение на магнитное поле Земли магнитных полей горной породы, элементов бурильной колонны и конструкции скважины);

− ошибка, связанная с перекосом прибора в скважине;

− ошибка, обусловленная деформацией и несоосным расположением измерительного прибора;

− субъективная ошибка;

− ошибка, связанная с движением измерительного прибора в стволе скважины в процессе измерения (измерительный прибор при измерении должен находиться в покое при отсутствии вибраций).

Ошибка вследствие влияния магнитных масс на датчик инклинометра или телесистемы состоит из следующих компонент [2]:

− магнитное поле бурильной колонны;

− влияние магнитных горных пород;

− близость обсадной колонны;

− влияние магнитных масс соседних скважин;

− влияние дефектов диамагнитных элементов бурильной колонны и оборудования (местные магнитные включения или соединительные элементы, например, стальные замковые соединения бурильных труб из алюминия).

Свести к минимуму влияние магнитной интерференции бурильной колонны позволяют диамагнитные УБТ, а также забойные двигатели из диамагнитного сплава. Минимальная длина диамагнитной трубы выбирается в зависимости от проектного азимута и географического расположения скважины (географической широты) в соответствии с разработанными специальными таблицами [3].

Субъективные ошибки (человеческий фактор) возникают, в основном, при использовании инклинометров с цифровой шкалой, фотоинклинометров, а также при интерпретации результатов измерений.

Ошибки, возникающие при расчёте положения ствола скважины, зависят от точности выбранного метода расчёта его координат.

Когда указанные ошибки учитываются, то результатом расчёта координат ствола является некоторая область в пространстве, в которой вероятно располагается ось ствола скважины, с этой целью производится расчет всех необходимых поправок на географическое положение устья скважины и величины магнитного поля и введение поправочных данных в сопровождающий компьютер.

И, в дополнение, непосредственно в процессе бурения, получаемые в реальном времени данные инклинометрии обрабатываются программным обеспечением для подтверждения качества или отбраковки, так же скважинный прибор передает в заданных промежутках времени диагностические данные по своему текущему состоянию и функционированию элементов.

Для некоторых MWD/LWD систем агрессивные скважинные условия (такие как высокие температуры) могут представлять сложность. С другой стороны, в России также приходится сталкиваться с низкими температурами окружающей среды, что может затруднять инициализацию прибора во время подъема КНБК над роторным столом.

Скважины с высоким (более 2%) содержанием песка также могут представлять сложности для MWD систем, в частности при использовании систем с гидравлическим каналом связи, ввиду быстрого износа низа пульсатора и промыву резьбовых соединений. Также использование кольматирующих добавок накладывает ограничения на применимость телесистем с гидравлическим каналом связи [1].

При всех положительных качествах гидравлического канала связи имеется ряд технологических ограничений, степень очистки и аэрации промывочной жидкости, неравномерная работа буровых насосов порой не позволяет использовать данные телесистемы при бурении скважин на нефть и газ.

Телеметрические системы позволяют улучшить эффективность бурения, обеспечивая точное размещение скважин и предоставляя информацию о динамике бурения в реальном времени для оптимизации параметров бурения и улучшения скорости проходки и долговечности скважины.

Кроме того, телеметрические системы позволяют измерять ряд параметров, отражающих состояние бурильной колонны, КНБК и ствола скважины, что обеспечивает бурение согласно плану и позволяет выявлять обстоятельства, которые могут привести к повреждению оборудования или другие чреватые простоями условия. Измерения в процессе бурения дают возможность своевременных действий по сохранению проектной траектории ствола скважины.

На протяжении многих лет основным препятствием для практического использования измерений в процессе бурения был способ передачи данных с забоя скважины. Он является основным и решающим фактором, так как именно от него зависит конструкция телесистем, компоновка, информативность, надежность, удобство работы, а также условия прохождения сигналов.

Литература

1. Сапинов, Г. К. Методы ослабления помех в гидроимпульсном канале связи во время работы системы измерения в процессе бурения (MWD) / Г. К. Сапинов // Молодой ученый, 2020. – № 19 (309). – С. 53-58.
2. Bian Hailong, Chin Wilson C., Li Lin, Measurement While Drilling (MWD) Signal Analysis – New York; Optimization and Design.John Wiley & Sons, 2014. – 358 p.
3. Tatiana A. Silva, Schlumberger Engineer Guide (MWD/LWD), 2014. – 358 p.

С Е К Ц И Я 15

ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. МАШИНЫ И КОМПЛЕКСЫ.

БОРЬБА С ВЛАЖНОСТЬЮ ВОЗДУХА НА КАЛИЙНЫХ РУДНИКАХ

Александрова М.А.
Научный руководитель - доцент Е.В. Челпанова
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Такой параметр, как влажность воздуха в рудниках, вмещающие породы которых склонны к высокой гигроскопичности, оказывает весьма большое влияние на технологические процессы, происходящие под землёй. В условиях калийных шахт это имеет особое значение, так как при избыточной влажности в рудничной атмосфере на поверхностях горных выработок и оборудовании образуются рассолы. Они способны уменьшать несущую способность породы, оказывать агрессивное воздействие на оборудование, и, как следствие, создавать аварийно-опасные ситуации, угрожающие рабочим внутри шахты.

Влажность воздуха неразрывно связана с его температурой. Тепломассообменные процессы, происходящие в руднике, являются неравномерными. Для сокращения миграционных процессов воды и достижения необходимых параметров атмосферного воздуха в калийных рудниках применяют различные технологические схемы, такие как схемы с использованием имеющихся калориферных установок, схемы с орошением жидкими сорбентами в специальных выработках, снижение влажности воздуха при помощи твердых сорбентов, осушение воздуха в тепломассоаккамулирующих модулях и регулирование характеристик воздуха в рециркуляционном контуре [2].

Схема осушения вентиляционного воздуха в камерах орошения представляет собой оборудованную выработку, входящую в систему вентиляционной сети рудника, в которой происходит распыление воды или растворов соли – сорбентов, имеющих температуру ниже температуры воздуха. При таких условиях разность давлений насыщенного пара над каплями сорбента и парциального давления пара в воздухе приводит к тому, что капли рассола начинают интенсивно поглощать влагу из воздуха, одновременно с этим охлаждая его [2]. Однако, при достаточно длительной работе камер орошения возникает проблема размывания целиков в районе расположения подобных установок.

Под тепломассоаккумулирующими модулями, как правило, подразумевают комплекс подземных горных выработок, пройденных в водорастворимых породах. Проходя через такие модули вентиляционный воздух подвергается термовлажностной обработке: в теплый период года происходят процессы, приводящие к снижению температуры и влажности воздуха, в холодное время года происходит подогрев и увлажнение воздуха [2, 5]. Данные процессы возможны из-за способности горного массива аккумулировать тепло и холод в летнее и зимнее время года соответственно, и гигроскопических свойств вмещающих горных пород. Последние зависят от состава пород и со временем не меняются. Стоит отметить, что не всегда имеется подземное пространство осуществления и успешного применения данной схемы.

При решении задач расчета параметров рециркуляционного контура обычно выделяют две основные точки – одна в начале схемы, после смешения потоков свежего и рециркуляционного воздуха, и другая в конце, непосредственно перед сопряжением выработки с исходящей струей воздуха с рециркуляционной сбойкой [4, 6]. В первой точке (в начале контура) происходит объединение двух воздушных потоков, имеющих разные климатические параметры (в частности температура и влажность). В процессе движения образовавшейся смеси по выработкам её температура постепенно уменьшается. В первое время охлаждение воздуха происходит при постоянном влагосодержании, но лишь до момента, когда показатель относительной влажности достигнет максимально возможного значения. Далее процесс уменьшения температуры воздуха идет при критическом показателе относительной влажности, при этом охлаждение происходит с образованием конденсата до тех пор, пока температура воздушного потока не опустится до температуры воздуха в конце контура [1]. Однако использование таких схем имеет ряд ограничений и для возможности их применения необходимо соблюдение норм санитарно-гигиенического и безопасного для человека состава рудничной атмосферы в рабочих зонах. Именно поэтому применение данных схем проветривания с целью осушения подземных выработок можно наблюдать на калийных рудниках. Это объясняется тем, что соли калия, такие как минералы карналлит ($MgCl2•6H2O•KCl$), сильвинит ($NaCl•KCl$) и каменная соль – галит ($NaCl$), являются весьма гигроскопичными. Наиболее интенсивно данное свойство можно наблюдать у карналлита, который расплывается на воздухе. Его основным компонентом является хлористый магний, активно поглощающий воду из окружающего его воздуха. Поэтому осушение воздуха в калийных рудниках с учетом сорбционных свойств солей и их рассолов является вполне обоснованным и рациональным решением.

Наиболее эффективное применение гигроскопических свойств калийных солей возможно при учете кинетических характеристик системы вентиляционный воздух – соли калия. В ходе лабораторных исследований для определения и анализа скорости сорбции образцы взвешивали через каждые 5 суток при температуре 293 °К. Относительная влажность воздуха изменялась в пределах 65-98 %. В начальный период времени наблюдалось

наиболее активное поглощение образцами воды из воздуха, максимальные показатели были зафиксированы у карналлитового образца. Со временем процесс сорбции резко замедлился. При влажности воздуха φкр = 9,8 % карналлит поглощал за первые пять дней 0,91 кг/кг (килограмм воды на килограмм сорбента), сильвинит – 0,34 кг/кг, галит – 0,17 кг/кг [2]. Также было выявлено, что при измельчении частиц образцов растут их влагопоглотительные свойства.

В результате проведенных исследований гигроскопических свойств солей калия [3] были определены их кинетические и сорбционные характеристики. Анализ полученных данных позволяет говорить о том, что использование сильвинита и карналлита в качестве сорбентов является наиболее эффективным решением при задачах осушения воздуха в локальных зонах и потоков. Стоит отметить, что если стенки подземной выработки имеют способность активно поглощать ядовитые примеси, то вышедшие из эксплуатации выработки могут использоваться в качестве своего рода природного фильтра и очищать воздух от ядовитых газов, то есть в калийных рудниках сорбентами являются горные породы.

Для снижения влажности воздуха в калийных рудниках при неравномерном процессе влагообмена между поверхностями выработок и шахтного воздуха следует использовать комплекс мероприятий, направленный на создание необходимых климатических параметров. Для выбора наиболее подходящей схемы, отвечающей требованиям безопасности, энергоэффективности и экономичности, следует учитывать, что в калийных рудниках и вмещающие породы, и добываемое полезное ископаемое являются сорбентами, пригодными для осушения локальных зон.

Литература

1. Исаевич А.Г. Повторное использование воздуха при проветривании калийных рудников / А.Г. Исаевич // Стратегия и процессы освоения георесурсов. – 2005. – С. 232-235.
2. Казаков Б.П. Ресурсосберегающие технологии управления климатическими параметрами рудников. дис.… д-ра техн. наук / Казаков Борис Петрович. – Пермь, 2001 – 313 с.
3. Медведев И.И. Проветривание калийных рудников / И.И. Медведев – М.: Недра, 1970. – 207 с.
4. Медведев И.И., Красноштейн А.Е. Аэрология калийных рудников / И.И. Медведев, А.Е. Красноштейн. – М.: Недра, 1990. – 249 с.
5. Пат. 2117159 Российская Федерация, МПК E 21 F 3/00. Способ охлаждения и осушения шахтного воздуха / Казакаов Б.П., Красноштейн А.Е., Мохирев Н.Н, Южанин С.Н.; заявитель Акционерное общество «Уралкалий», Горный Институт Уральского отделения РАН; патентообладатель Акционерное общество «Уралкалий». - №96114118/03; заявл. 08.07.1996; опубл. 10.08.1998; С.11.

ГАЗОНОСНОСТЬ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ, ВОВЛЕКАЕМЫХ В ОТРАБОТКУ НОВЫХ УЧАСТКОВ ШАХТНОГО ПОЛЯ РУДНИКА ООО «ЕВРОХИМ - УСОЛЬСКИЙ КАЛИЙНЫЙ КОМБИНАТ»

Балуев А.А.
Научный руководитель - доцент Н.А. Литвиновская
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Источником данных для построения изолиний газоносности и начальной скорости газовыделения из продуктивных пластов служили шахтные экспериментальные исследования, проводимые на следующих панелях: 2 СЗП, 2 ЮЗП и 1 ЮВП. Исследования проводились путем поинтервального бурения шпуров, их герметизации и измерений давлений выделяющихся газов и давлений газов в массиве пород [1]. В последующем, в лабораторных условиях, проводился анализ взятых проб газа и расчет газоносности и начальной скорости газовыделения [2, 3]. В таблице 1 приведены данные полученных в результате обработки шахтных экспериментальных исследований.

Здесь приведены максимальные и минимальные показатели газоносности, по каждому из шпуров, а также средние значения показателей газоносности и начальной скорости газовыделения. Так как в каждом шпуре проводилось по 5-12 измерений (в зависимости от длинны шпура или скважины), то и значений газоносности и газодинамических характеристик было соответственно 5-12 с одной точки исследования. Всего было проведено более 100 измерений. Для начального давления газа в соляном массиве и начальной скорости газовыделения приведены средние значения для точки исследования. Затем, для наглядного представления распределения газоносности и газодинамических характеристик по исследованной части шахтного поля, в программном комплексе Surfer были построены карты газоносности (рис.1) и начальной скорости газовыделения (рис.2) для продуктивных пластов КрIIи КрIII, но ввиду того, что экспериментальных данных по пласту КрIII не много, карты для него, на данный момент, не информативны и не приводятся.

Таблица 1

Результаты исследования газоносности и газодинамических характеристик соляных пород на участках шахтного поля рудника ООО «ЕвроХим-Усольский калийный комбинат»

Панель	Блок	Пласт	Место	Газоносность q, м^3/м^3			Начальное давление, МПа	Начальная скорость газовыделения, л/мин
				min	max	$q_{среднее}$		
1 ЮВП	2 вос.	КрII	Кровля	0,15	1,93	0,8	0,221	2,55
			Пласт	0,05	0,29	0,15	0,190	0,01
	3 вос.	КрII	Кровля	0,15	1,29	0,72	0,209	2,26
			Пласт	0,05	0,25	0,13	0,190	0,01
	3 вос.	КрIII	Кровля	0,05	0,05	0,05	0,190	0,01
2 ЮЗП	3зап.	КрII	Кровля	0,05	0,71	0,38	0,225	3,19
			Пласт	0,05	0,33	0,18	0,190	0,03
	4зап.		Кровля	0,05	0,39	0,25	0,194	0,69
	4 зап.	КрIII	Кровля	0,05	1,78	0,87	0,244	0,66
			Пласт	0,05	0,35	0,17	0,190	0,03
2 СЗП	1 зап.	КрII	Кровля	0,05	1,03	0,57	0,204	0,69
	2 вос.		Кровля	0,05	2,15	0,89	0,226	1,62
	2 вос.		Пласт	0,05	0,67	0,47	0,198	0,41
	2 зап.		Кровля	0,05	1,06	0,84	0,205	1,07
	3 вос.		Кровля	0,05	0,24	0,15	0,192	0,27
	3 зап.		Кровля	0,05	0,16	0,11	0,191	0,13
			Пласт	0,05	0,27	0,14	0,190	0,08
	4 зап.		Кровля	0,05	0,60	0,33	0,197	0,61
	4 вос.		Кровля	0,05	1,37	0,74	0,210	2,37
	4 вос.		Пласт	0,05	0,20	0,13	0,191	0,18

Все построенные карты, по мере продолжения исследований будут дополнятся и уточнятся. Эти работы планируются для всех вскрываемых участков шахтного поля рудника ООО «ЕвроХим-Усольский калийный комбинат». В дальнейшем, по мере накопления данных, полученные карты распределения газоносности и начальной скорости газовыделения, будут использованы для прогнозирования участков, опасных по газодинамическим явлениям. На данный момент можно сделать вывод, что породы пласта КрII 2СВП, вероятно, будут более газоносны. Так как по полученным данным, наблюдается увеличение газоносности в восточном направлении.

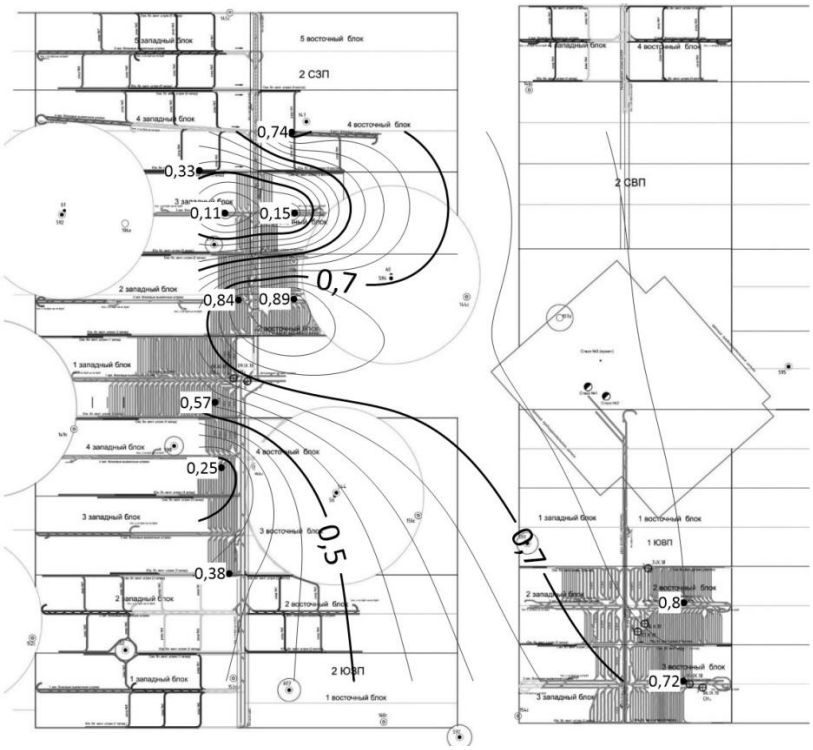


Рис 1. Распределение газоносности в породах пласта КрII

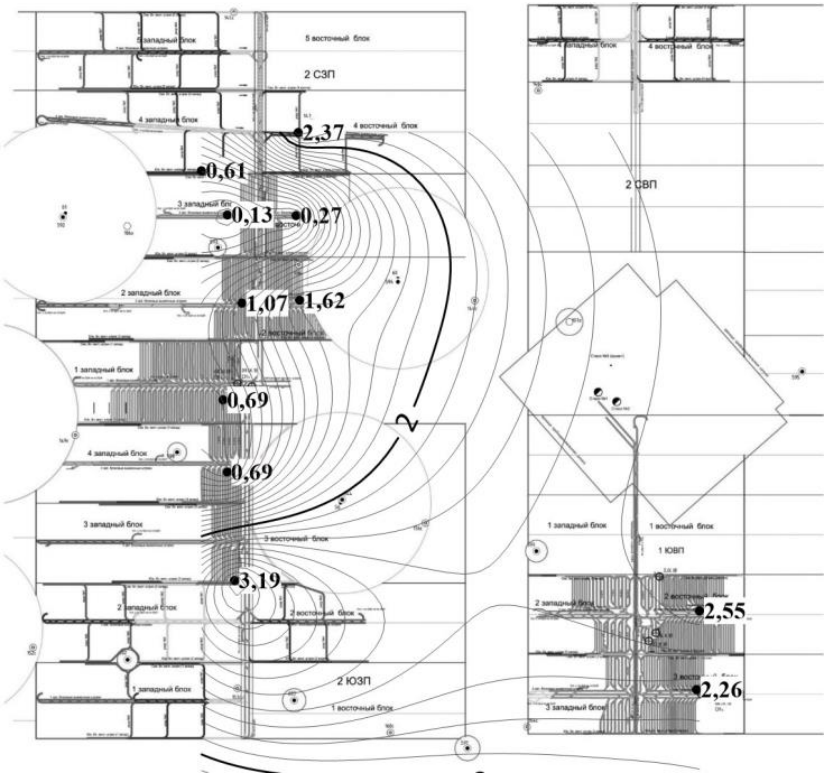


Рис 2. Распределение начальной скорости газовыделения в породах пласта КрII

Литература

1. Земсков А.Н. Природные газы калийных месторождений и меры борьбы с ними /А.Н. Земсков, П.И. Кондрашев, Л.Г. Травникова. – Пермь: 2008. – 414 с.
2. Литвиновская Н.А. Результаты исследований газоносности и газодинамических характеристик IV калийного горизонта в районе вскрывающих уклонов шахтного поля 2РУ ПАО «Беларуськалий» // Горное эхо. №2 (75). Т1. С.79-82.
3. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. – М.: Собрание трудов, т. 1-4. – 1951–1955.

МЕТОДИКА И ПРИМЕР РАСЧЕТА ПРОДОЛЬНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ГИБКОГО ВАЛА ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Богданов М.А., Саруев Л.А.
Научный руководитель - профессор Л.А. Саруев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Расчет гибкого вала (ГВ) на устойчивость, испытывающего сжимающие нагрузки, является необходимым этапом проектирования ВЗД. Он подобен классической задаче Эйлера об устойчивости (продольном изгибе) стержня. Особенностью расчета является несоосность концов вала и настационарность граничных условий, а именно: распределенность опорной реакции одного из концов вала, соединенного с ротором.

При ориентировочных расчетах для оценки продольной устойчивости сжатого ГВ можно определить критическую осевую силу по формуле Эйлера F_кр=(π^2*E*J)/〖(l*μ)〗^2 , где μ- коэффициент приведения длины (μ=1 для стержня с шарнирными концами).

ГВ с эксцентрично расположенными заделанными концами изначально находится в изогнутом состоянии (длиной в полволны синусоиды). Поэтому потеря устойчивости ГВ с появлением трех полуволн изгиба (переход от формы при n=1 к форме при n=3) может рассматриваться как результат действия первой (n=1) критической силы Эйлера для стержня длиной l/3 с шарнирными концами. Тогда μ=1/3, а предельная сжимающая нагрузка ГВ в заданных условиях закрепления его концов в 9 раз превышают критическую силу Эйлера для шарнирно закрепленного цилиндрического стержня такой же длины (l/3). Данные положения предопределяет высокую продольную устойчивость ГВ и его способность передавать значительные сжимающие нагрузки при сравнительно больших коэффициентах l/d.

Кроме расчета на прочность и устойчивость при выборе размеров ГВ необходимо обеспечить приемлемый уровень нагрузок (изгибающего момента и перерезывающей силы), действующих на другие детали ВЗД со стороны ГВ. Изгибающий момент МИ на конце ГВ передается на ротор ВЗД. В то же время при работе двигателя на роторе

возникает перекашивающий момент МП [1]. Оба этих момента нарушают кинематику зацепления РО (рабочего органа) и являются одними из факторов, определяющих работоспособность ВЗД. Известно, что для всех типоразмеров ВЗД, оснащенных ГВ, изгибающие моменты МИ, не превышают 5% от перекашивающих МП в режиме максимальной мощности

Рассмотрим данную методику оценки прочности и продольной устойчивости гибкого вала двигателя Д1-195 диаметром 195 мм (i=6:7; Дк= 135 мм; e=5,5 мм; t=882 мм; S=20,5 см2; Sk=118,6 см2). Режимные параметры: частота вращения n=100 об\мин; крутящий момент М= 5 кН*м; перепад давления Р=4,7 МПа. Наработка на отказ h=270 ч.

ПОЯСНЕНИЕ: перед i- отношение чисел зубьев РО;

Перед Дк- контурный диаметр РО (диаметр окружности впадин зубьев статора);

Перед e- эсцентритет;

Перед S- площадь живого сечения РО;

Перед Sk- площадь проекции контактных линий (Sk=πDPO2/4, где ДРО- средний диаметр РО);

Перед t- шаг винтовой поверхности ротора (t= z2t0, где t0- осевой шаг зубьев);

Диаметр вала определяем по условию статической прочности $\tau = \frac{M_{max}}{W_p} = \frac{16M_{max}}{\pi d^3} \leq \frac{\tau_T}{k_{ст}}$, принимая Mmax равным тормозному моменту МТ= 1,5М; коэффициент запаса кст= 2 и предел текучести высококачественной стали гибкого вала для ориентировочных расчетов τт= 500 МПа: $d = \sqrt[3]{\frac{16Мт*Кст}{\pi*\tau_т}} = \sqrt[3]{\frac{16*1,5*5000*2}{3,14*500*10^6}} \approx 53,4$мм.

Окончательно принимаем d=54 мм.

Длину ГВ с учетом его размещения в расточке ротора назначаем l=1764 мм.

В результате безразмерные коэффициенты d/e=54/5,5 ≈10; l/e=1764/5,5≈320; l/d=1764/54≈30 соответствуют оптимальным диапазонам [1].

Геометрические характеристики сечения ГВ:

Площадь SГВ= πd2/4= 3,14·5,42/4= 22,9 см2;

Осевой момент сопротивления W= πd3/32=3,14·5,43/32=15,4 см3;

Полярный момент сопротивления Wp= πd3/16=3,14·5,43/16= 30,9 см3;

Осевой момент инерции I= πd4/64=3,14·5,44/64= 41,7 см4.

Зная заданный перепад давления Р в рабочем органе ВЗД и пренебрегая перепадом давления в долоте и давлением на забое, находим осевое усилие на ГВ: $F_{ГВ} = F_{РО} = P(S_k + z_2 S) = 4,7 \cdot 10^6(118,6 \cdot 0,0001 + 20,5 \cdot 0,0001 \cdot 8) = 132,82$ кН.

Среднее напряжение сжатия: $\sigma_m^{сж} = \frac{F_{ГВ}}{S_{ГВ}} = \frac{132822}{2290} = 58$ МПа

Амплитуда цикла сжатия: $\sigma_а^{сж} = \frac{F_{ГВ}*e}{W} = \frac{132822 \cdot 5,5}{0,0154} = 47,4$ МПа

Принимаем, что форма упругой оси ГВ описывается уравнением кубического полинома [табл. 6.2].

$$U = \frac{12e}{l^3} EI = \frac{12 \cdot 5,5 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 41,7 \cdot 10^4}{1,764^3 \cdot 10^9} = 1053 \text{ Н}.$$

Изгибающий момент в опасном сечении на конце вала

$$М_И = U\frac{l}{2} = 1053 \cdot \frac{1,764}{2} = 929 \text{ Нм}$$

Перекашивающий момент на роторе:

$$М_П = \frac{(Д_к - 4e)t^2}{4\pi} Р = \frac{(0,135 - 4 \cdot 0,0055) \cdot 0,882^2}{4 \cdot 3,14} \cdot 4,7 \cdot 10^6 = 32895 \text{ Н} * \text{м}$$

Амплитуда напряжений от изгиба:

$$\sigma_а^и = \frac{3ed}{l^2} E = \frac{3 \cdot 0,0055 \cdot 0,054}{1,764^2} \cdot 2,1 \cdot 10^5 = 60,1 \text{ МПа}$$

Суммарная амплитуда цикла нормальных напряжений:

$$\sigma_а = \sigma_а^{сж} + \sigma_а^и = 47,4 + 60,1 = 107,5 \text{ МПа}.$$

Касательные напряжения:

$$\tau = \frac{М}{W_p} = \frac{5000 \cdot 10^3}{30,9 \cdot 10^3} = 161,8 \text{ МПа}.$$

Среднее эквивалентное напряжение:

$$\sigma_m = \sqrt{\sigma_m^{сж^2} + 4\tau^2} = \sqrt{58^2 + 4 \cdot 161,8^2} = 328,8 \text{ МПа}$$

Коэффициент асимметрии цикла:

$$r = \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{max}} = \frac{\sigma_m - \sigma_a}{\sigma_m + \sigma_а} = \frac{328,8 - 107,5}{328,8 + 107,5} = 0,51.$$

Число циклов переменных напряжений (наработка циклов на отказ):

$$N = 60z_1nh = 60 \cdot 9 \cdot 100 \cdot 270 = 14,6 \cdot 10^6.$$

Коэффициент коррозийной выносливости стали:

$$С_\sigma = 0,26 - 0,03(lgN - 6) = 0,26 - 0,03(7,16 - 6) = 0,23.$$

Требуемый предел прочности стали (ку=1,5)

$\sigma_в = \frac{1,5\sigma_а}{С_\sigma} + \sigma_m = \frac{1,5 \cdot 107,5}{0,23} + 328,8 = 1030$ МПа. На основе расчета на выносливость для ГВ принимаем марку стали 40ХН2МА (σв=1100 МПа; σт= 950 МПа)

Для проверки ГВ на продольную устойчивость определяем критическую осевую силу:

$$F_{\text{кр}} = \frac{9\pi^2 EI}{l^2} = \frac{9 \cdot 3{,}14^2 \cdot 2{,}1 \cdot 10^{11} \cdot 41{,}7 \cdot 10^{-8}}{1{,}764^2} = 2497 \text{ кН.}$$

Расчет на устойчивость проводим для тормозного режима, в котором перепад давления в РО и сжимающие усилия в ГВ достигают максимального значения. Принимаем, что в тормозном режиме FГВ.т ≈ 2FГВ=2·132822 = 265,64 кН.

Определяем коэффициент запаса устойчивости:

$$\frac{F_{\text{кр}}}{F_{\text{ГВ.т}}} = \frac{2497}{265{,}64} = 9$$

При повышенных крутящих моментах или особых коррозионных свойствах среды для изготовления ГВ может быть использован титановый сплав, обладающий пониженным модулем упругости и плотностью при высоких прочностных характеристиках: модуль упругости 1,1* 105 МПа, плотность 4500 кг/м3, предел прочности (850-1000) МПа. Переход на титановый сплав при прочих равных условиях позволяет в два раза снизить изгибающие напряжения и в результате увеличить запас усталостной прочности ГВ.

Литература

1. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
2. Сазонов Ю.А. Конструирование нестандартных гидравлических машин: Учебное пособие. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 174 с.

ПОВЫШЕНИЕ РЕСУРСА РАБОТЫ РОЛИКОВОГО ВКЛАДЫША СТОЛА РОТОРА БУРОВЫХ УСТАНОВОК

Васильев М.А.
Научный руководитель - доцент Е.Ю. Валитова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Износостойкость подшипниковых узлов, во многом зависит от качества используемого смазочного материала, параметров контактирующих поверхностей деталей (шероховатости, отклонение формы, волнистости), и физико-механических свойств поверхностного слоя, которые образуются при производстве и изменяются при эксплуатации. Из-за этого, возникает необходимость в совершенствовании методов, повышающих износостойкость подшипниковых узлов машин и механизмов. Улучшение эксплуатационных показателей применяемых смазочных материалов, качества поверхностей и поверхностных слоев трущихся деталей подшипниковых узлов в настоящее время сдерживается отсутствием системного подхода к выбору методов повышения износостойкости. [5]

Вкладыш роликовый предназначен для передачи крутящего момента от стола ротора к ведущей штанге при буровых работах и для выполнения спуско-подъемных операций с бурильной колонной (рис.1) [4].

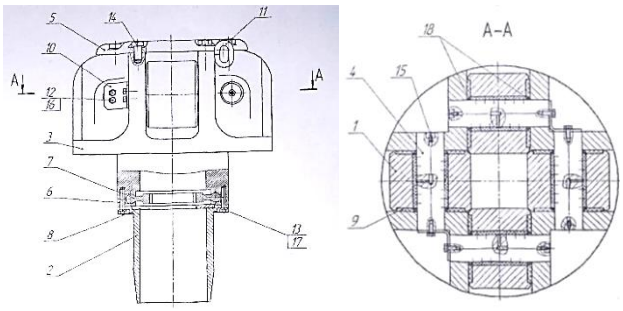


Рис. 1. Вкладыш роликовый.1 — ролик в сборе; 2 — труба направляющая; 3 — корпус; 4 — ось; 5 — крышка; 6 — диск; 7 — обтиратор; 8 — сектор квадратный; 9 — диск торцевой; 10 — скоба; 11 — ушко; 12, 13, 14 — болт; 15 — масленка; 16, 17 — шайба; 18 — уплотнения

При использовании роликов, которые установлены во вкладыше достигается вращение труб и их согласование с главным вкладышем, чтобы удерживать ведущие бурильные трубы. Когда длина бурильной колонны достигает достаточно большого значения, бурильная труба начинает скользить и опускаться ниже по пробуриваемой скважине. За счет вращения установленных во вкладыше роликов уменьшается истирание бурильных труб, за счет этого можно существенно увеличить срок ее эксплуатации и сократить износ [2].

В процессе эксплуатации роликового вкладыша МК 200.00.00.000-20 происходит быстрый износ стальной втулки и корпуса вкладыша. Из-за потери работоспособности втулки происходит заклинивание и ролик перестает вращаться и появляется люфт, что приводит к повышенному износу оси и рабочей поверхности самого ролика. Это

проявляется в неравномерном износе рабочих поверхностей, в том числе поверхности ведущей штанги. Все это ведет к полной потере работоспособности роликового вкладыша (рис. 2,3,4).

Рис. 2. Изношенный ролик

Рис. 3. Изношенный палец

Рис. 4. Изношенный корпус роликового вкладыша

Восстановление работоспособности роликового вкладыша в условиях цеха:

У изношенных пальцев и роликов сварщики восстанавливают поверхность с небольшим запасом от номинального диаметра методом наплавки, после этого их отдают токарям, где восстанавливается номинальный диаметр (рис 5,6,7,8).

У изношенного корпуса можно восстановить рабочую поверхность методом наплавки после этого поверхность шлифуют угловой шлифовальной машиной (болгарка). Также бывает изношено гнездо пальца, его в условиях цеха восстановить невозможно.

Втулка вытачивается токарем из чугунной заготовки.

Все операции по восстановлению дают не лучший результат. Это связанно с изменением материала, так как металл в электродах отличается от заводского, что приводит к быстрому износу рабочих поверхностей. Но это позволяет экономить на закупке новых комплектующих частей.

Эту ситуацию может частично исправить закалка пальцев цементированием. Ролик подвергать закалке нельзя, так как изменение твердости металла ролика может привести к повышенному износу ведущей штанги.

Рис. 5. Реставрация роликов с помощью наплавки

Рис. 6. Восстановленный ролик

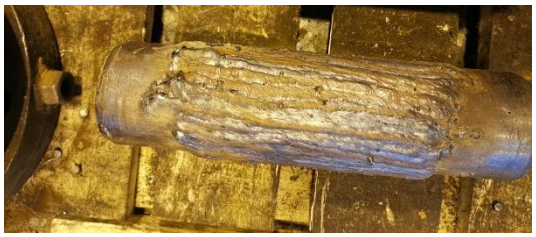


Рис. 7. Восстановление пальца наплавкой

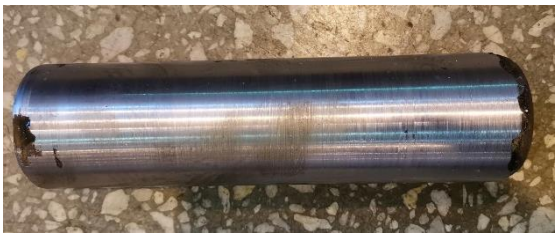


Рис. 8. Восстановленный палец

Суть предлагаемого решения.

В целях восстановления и улучшения работоспособности ролика проводится:

закалка пальцев цементированием;

замена втулки на капролоновую или армамидовую. При достижении критических износов такая втулка уменьшает износ пальцев. При заклинивании разрушается втулка, а не палец. Так же еще одним поводом отказаться от чугуна является его вредность, при токарных работах он образует мелкую взвесь частиц в воздухе, что плохо сказывается на дыхательной системе рабочего.

использование с торцов ролика дисков из капролона, препятствующих трению ролика с корпусом. Закалка с помощью цементации.

Цементация - это процесс насыщения поверхностного слоя стали углеродом. Различают следующие виды цементации: твердую и газовую цементации, цементацию пастами и жидкостную.

Целью цементации является получение твердой износостойкой поверхности, что достигается обогащением поверхностного слоя углеродом до концентрации 0,8–1,2 % и последующей закалкой с низким отпуском. Цементация и последующая термическая обработка одновременно повышают износостойкость и предел выносливости [3].

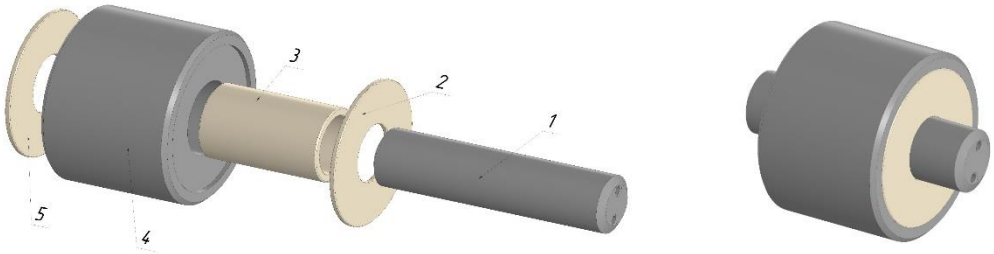


Рис. 9. 3D модель частей ролика.1 — ось; 2, 5 — диск; 3 — втулка; 4 — ролик

Заключение

Предлагаемые мероприятия позволят существенно снизить износ оборудования после ремонта, уменьшить время ремонта на 10-12 часов и увеличить межремонтный период эксплуатации роликового вкладыша.

При восстановлении и ремонте роликов МК-200 снижается потребность в закупке новых роликов примерно в 2-3 раза. Что в сумме с ранее описанными операциями позволяет экономить до 1 млн. в год [1].

Литература

1. База данных ПАО «Сургутнефтегаз»
2. Вкладыш роликовый направляющий [Электронный ресурс]: ООО завод Югмаш, схема доступа: http://yugmash.ru/wp-content/uploads/2018/12/VKLADYSH-ROLIKOVYJ-NAPRAVLYAYUSHHIJ-chertezh-1.pdf
3. Лахтин Ю.М., Леонтьева В.П. Материаловедение: Учебник для высших технических учебных заведений. — 3-е изд., перераб, и доп. —М.: Машиностроение, 1990. – 528 с.
4. Руководство по эксплуатации МК 200.00.00.000-20 РЭ. Вкладыш роликовый CRUISER МК 200.
5. Шец С.П. Повышение износостойкости подшипниковых узлов трения машин и механизмов: Автореферат дис. докт. техн. наук. – Брянск: 2011. – 36 с.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ ШАРОСТРУЙНОГО СПОСОБА БУРЕНИЯ НА ЛАБОРАТОРНОМ СТЕНДЕ

Исаев Е.А.

Научный руководитель - профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

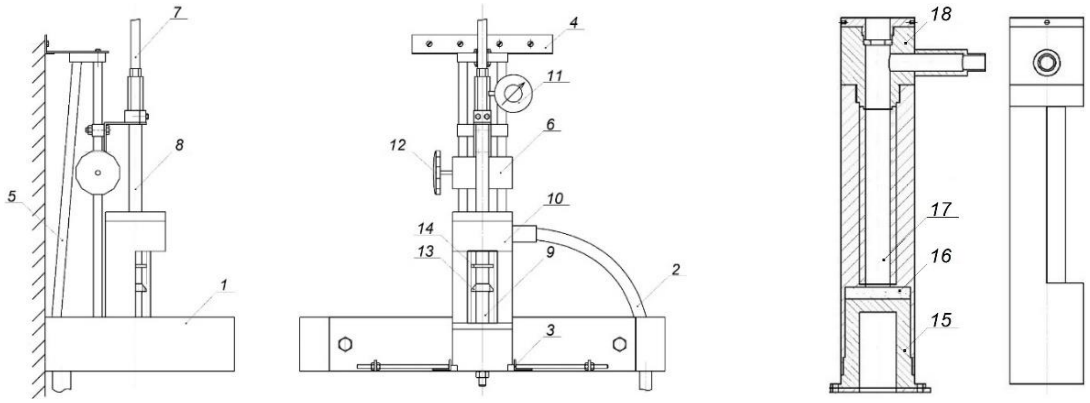
По мнению авторов [2-4], шароструйный способ бурения скважин имеет ряд преимуществ перед механическим вращательным бурением. Применение данного способа при бурении интервалов, представленных твердыми горными породами, может сократить сроки строительства скважин и снизить финансовые затраты. Становится возможно производить бурение в условиях, когда отсутствует возможность размещения над устьем скважины традиционного комплекса оборудования.

На данный момент шароструйный способ бурения не получил промышленного внедрения из-за недостаточной изученности и технической проработки. Поэтому, изучение и совершенствование шароструйного способа бурения является важной задачей.

Подбор наиболее подходящих режимных параметров для шароструйного бурения и геометрических параметров бурового снаряда для требовал проведения большого объема экспериментальных исследований. Для проведения исследований был спроектирован и изготовлен лабораторный стенд.

Целью данной статьи – рассмотреть методы организации, планирования и обработки результатов инженерного эксперимента по исследованию геометрических параметров снаряда для шароструйного бурения и технологических параметров режима бурения на спроектированном лабораторном стенде.

На рис.1 представлены основные узлы конструкции лабораторного стенда. Образец горной породы (16) фиксируется в нижней части снаряда фиксатором (15). Для возможности наблюдать за движением шаров в затрубном пространстве, стенки скважины эмитирует трубка из оргстекла (17). Трубка из оргстекла (17) устанавливается внутрь металлического корпуса (10). Снаряд соединен с линией подачи при помощи соединительных труб, закрепленных на направляющей (5). Возможность вертикального перемещения снаряда обеспечивается при помощи вращения маховика (12).



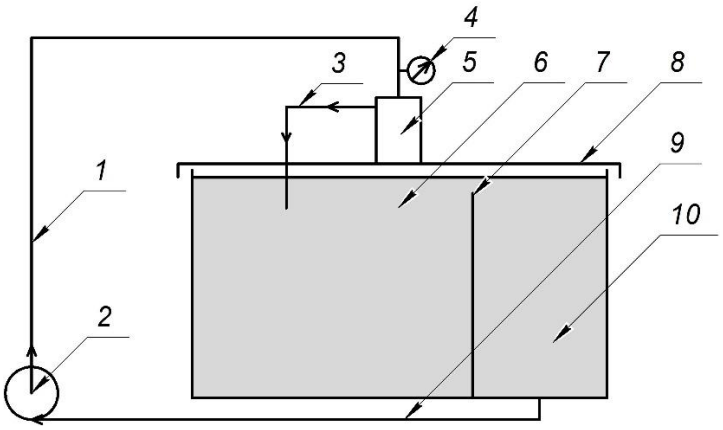
а б

Рис. 1. Конструкция лабораторного стенда (а) и корпуса, эмитирующего стенки скважины (б): 1 – короб; 2 – сбросная линия; 3 – крепление стакана; 4 – крепление направляющей; 5 – направляющая; 6 – подъемный механизм; 7 – линия подачи; 8 – бурильная труба; 9 – буровой снаряд; 10 – металлический корпус;11 – манометр на линии подачи; 12 – маховик подачи; 13 – задерживающее устройство; 14 – центратор; 15 – фиксатор образца; 16 – образец; 17 – трубка из оргстекла; 18 – верхняя часть корпуса

Рассмотрим последовательность действий по проведению эксперимента на лабораторном стенде:

1. Подготавливаются образцы разрушаемого материала.
2. Напорная магистраль скручивается через переводники с составными частями долота.
3. Осуществляется сборка стакана.
4. Записываются начальные параметры, при которых проводится эксперимент.
5. Подготавливается порция шаров определенной массы порции и диаметра.
6. Шары высыпаются внутрь стакана на горную породу.
7. Поворотом маховика механизма подачи долото опускается в стакан.
8. Устанавливается верхняя часть стакана, имеющая линию отвода промывочной жидкости.
9. Стакан со снарядом располагается соосно с линией подачи, закрепленной на направляющей.
10. Осуществляется завинчивание снаряда.
11. Запускается буровой насос. После начала циркуляции жидкости запускается секундомер.
12. В течение запланированного времени производится бурение.
13. После отсчета требуемого времени выключается насос.
14. Производится разбор снаряда в порядке, обратной сборке.
15. Осуществляется замер геометрических параметров пробуренной скважины.

На рис.2 представлены элементы циркуляционной системы спроектированного лабораторного стенда. Емкость с промывочной жидкостью разделена на два отсека перегородкой (7). В первый отсек (6) происходит сброс раствора вместе с выбуренной породой, которая осаждается на дне емкости. По верхнему перетку промывочная жидкость попадает во второй отсек (10), откуда производится забор ее насосом (2).



1 – напорная линия;
2 – насос;
3 – линия сброса раствора;
4 – датчик давления;
5 – корпус, эмитирующий скважину;
6 – отсек для осаждения шлама;
7 – перегородка;
8 – короб;
9 – всасывающая линия;
10 – емкость для подачи раствора на насос.

Рис. 2. Циркуляционная схема лабораторного стенда

В качестве материала, эмитирующего горную породу, выступала керамическая плитка, а также исследования производились на образцах мрамора.

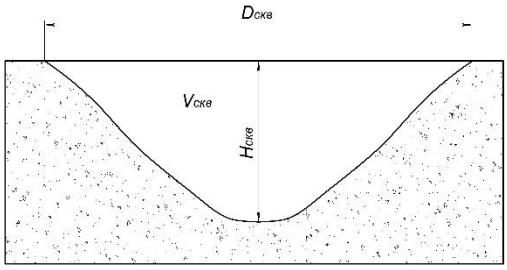


Рис. 3. Форма образца горной породы в разрезе: $D_{скв}$ – диаметр скважины, $H_{скв}$ – глубина скважины

Для определения геометрических параметров пробуренной скважины применялись два метода. Первый метод применялся, если глзоубина скважины была меньше ее диаметра. Делался слепок пробуренной скважины при помощи скульптурного пластилина. Излишек, пластилина, выступающий за плоскость образца, удалялся при помощи лезвия. Производился замер высоты слепка (Нскв) и диаметр (Dскв). Вычисленный объем слепка принимался за объем выбуренной горной породой. При необходимости, дополнительно исследовать форму забоя скважины, образец пластилина разрезался по плоскости, проходящей через ось скважины, и полученное сечение переносилось в электронный вид при помощи сканера (рисунок 3).

Резко выделяющиеся результаты экспериментов отсеивались по методу Башинского. Дале, вычислялось среднее арифметическое измеряемого параметра, дисперсия, среднее квадратичное отклонение и коэффициент вариации.

Минимальное достаточное число одинаковых повторяемых опытов рассчитывалось исходя из отношения коэффициента вариации к величине допустимой ошибки, принималось равным 15%.

Для исследования движения шаров использовалась высокоскоростная съемка [1]. Стенд дополнительно был оборудован двумя прожекторами, мощностью по 1000 Вт. Запись производилась на высокоскоростную камеру Phantom Miro M310 с частотой записи 3600 кадр/с и разрешении 1020 на 720. При проведении видеосъемки, был использован снаряд для бурения, изготовленный из оргстекла. Это позволило наблюдать за траекторией движения шаров при прохождении через камеру смешения. Для предотвращения быстрого износа снаряда, бурение производилось порядка 5-10 секунд на один опыт.

Полученные видеофрагменты обрабатывались при помощи программного комплекса Measure Dynamics. Программа позволила исследовать скорость движения шаров при прохождении различных участков движения.

В статье рассмотрены основные элементы стенда для шароструйного бурения, элементы циркуляционной системы. Описана методика проведения исследований и обработки полученных результатов. Разработанная конструкция стенда и описанная методика, позволяют проделать большой объем исследований в относительно короткий промежуток времени.

Литература

1. Исаев, Е. Д. Исследование процессов шароструйного бурения с помощью высокоскоростной видеосъемки [Текст] / Е. Д. Исаев // Труды XVIII Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2014. – С. 401–405.
2. Ковалев, А. В. Теоретические и экспериментальные исследования технологических процессов шароструйного бурения скважин [Текст]. дис. … канд. техн. наук / Артем Владимирович Ковалев. – Томск, 2015. – 143 с.: илл. – библиогр.: с. 130-141.
3. Уваков, А. Б. Шароструйное бурение [Текст] / А. Б. Уваков. – М.: Недра, 1969. – 207 с.
4. Eckel I. E. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits [Text] / I. E. Eckel, F. H. Deily, L. W. Ledgerwood // Transaction AIME. – Dallas, 1956. – V. 207. – P. 15.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

Киренков А.Ю.
Научный руководитель - доцент Е.Ю. Валитова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объекты нефтегазовой отрасли – представляют собой сооружения повышенной опасности. Одними из таких объектов являются газоперекачивающие агрегаты (ГПА). Каждый агрегат имеет свой срок службы, работоспособности и надежности. Установлено, что значительная часть газоперекачивающих агрегатов изношена. Около 8% ГПА отработали более 100 тыс. ч.,45% - 50÷100 тыс. ч.[1]. Данные параметры можно определять с помощью математической статистки и теории надежности. В работе проанализированы гипотезы законов распределения безотказной работы и выбрана одна, которая полностью отражает действительное состояние ГПА.

Приводом нагнетателей служит, как правило, газовая турбина [2]. В системе трубопроводного транспорта ПАО «Газпром» используются стационарные, авиационные и судовые газовые турбины (рис.1). Общее количество эксплуатируемых ГПА составляет более 3000 единиц [3].

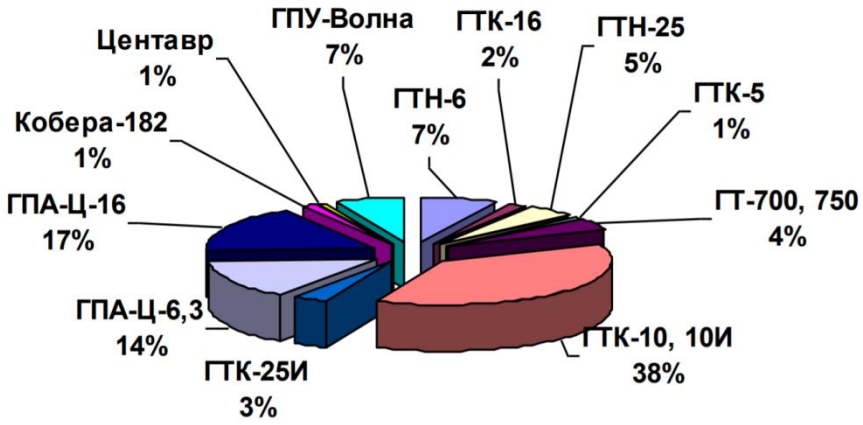


Рис. 1. Структура парка газоперекачивающих агрегатов [1]

Чтобы оценить надежность торцевых уплотнений нагнетателя 370-17- I была проведена статистическая обработка результатов наблюдений за работой 50 агрегатов ГТ-750-6. В таблице 1 представлены данные об отказах элементов ГПА.

Таблица 1

Отказы элементов ГПА

№№ п/п	Интервал времени, t*1000, час	Середина интервала времени, t*1000, час	Частота отказов
1	0-1	0,5	-
2	1-2	1,5	1
3	2-3	2,5	2
4	3-4	3,5	3
5	4-5	4,5	4
6	5-6	5,5	4
7	6-7	6,5	6
8	7-8	7,5	8
9	8-9	8,5	7
10	9-10	9,5	5
11	10-11	10,5	4
12	11-12	11,5	3
13	12-13	12,5	2
14	13-14	13,5	1

Для полного исследования надежности элементов ГПА нужно:

определить на основе статистических данных теоретическую функцию распределения времени безотказной работы ГПА;

определить показатель интенсивности отказов;

провести статистическую оценку принимаемых гипотез о распределении безотказной работы элементов ГПА;

вычислить математическое ожидание наработки между отказами.

На базе статистических данных была определена теоретическая функция распределения времени безотказной работы Pco(t) элементов ГПА.

После чего было выдвинуто три гипотезы безотказной работы:

1.закон №1 - экспоненциальное распределение без коэффициента: $P_{TO1}(t) = e^{-\lambda_1 t}$;

2. закон №2 - экспоненциальное распределение с коэффициентом С2: $P_{TO2}(t) = C_2 e^{-\lambda_2 t}$;

3.закон №3 – распределения Пуассона: $P_n(t) = \frac{(\lambda t)^n e^{-\lambda t}}{n!}$,

где

λ– интенсивность потока отказов;

n(t)-частота отказов от времени;

t-время работы.

Для того, чтобы определить параметр интенсивности отказов и коэффициента С2, нужно воспользоваться методом наименьших квадратов, используя соответствующую встроенную функцию и способ оптимизации "Поиск решения" Excel.

Получены были следующие результаты:

λ1=0,107; λ2=0,145, C2=1,288; λ3=0,572, а также 3 гипотезы P1, P2, P3.

Следующим шагом была статистическая оценка принимаемых гипотез о виде функции распределения времени безотказной работы элементов ГПА. Для этого воспользовались методом параметрической статистки – критерием корреляции Пирсона R.

В нашем случае были определены следующие коэффициенты корреляции для гипотез:

для закона №1 – R1=0,95; для закона №2 – R2=0,93; для закона №3 –R3=0,73.

Отсюда следует вывод, что наиболее адекватной моделью является закон №1 - экспоненциальное распределение без коэффициента.

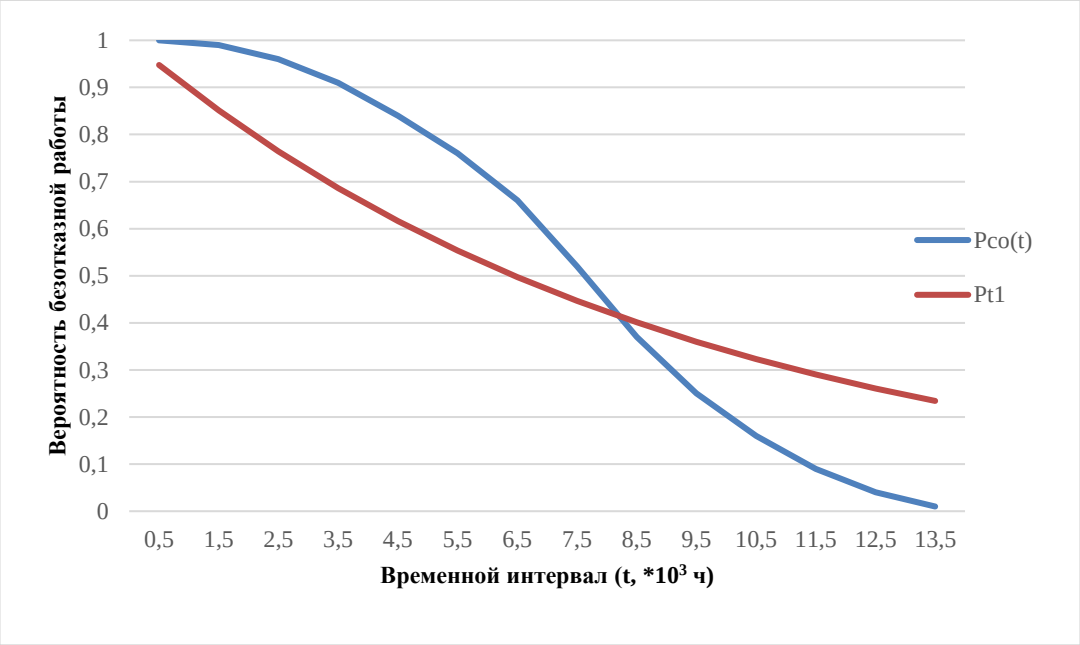


Рис. 2. Распределение вероятности и теоретический закон №1

Вычислено математическое ожидание (среднее значение) наработки между отказами равное 280 часов.

В данной работе было выдвинуто и проанализировано три гипотезы о законе распределения вероятностей безотказной работы: две экспоненциальных и Пуассоновская. Наиболее адекватная действительности модель является закон №1 - экспоненциальное распределение без коэффициента. Было рассчитано математическое ожидание наработки между отказами – 280 часов. Статистическая обработка данных и их анализ отражает полную картину работы ГПА и в будущем может предупредить о возможных авариях и отказах.

Литература

1. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/1_2017/ogbus_1_2017_p95-107_BaikovIR_ru.pdf
2. Перспективы энергоресурсосбережения в условиях длительно эксплуатируемой газотранспортной системы [Текст] И.Р. Байков, С.В. Китаев, И.А. Шаммазов // Изв. Уфимского государственного нефтяного технического университета. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2012. – №4. – С.9 – 13.
3. Костарева С.Н. Совершенствование методов диагностирования технического состояния газоперекачивающих агрегатов на основе данных производственного мониторинга [Текст]: дис…канд. техн. наук / Костарева Светлана Николаевна. – Уфа, 2004. – 163 с.
4. Уточнение методики определения технического состояния газоперекачивающих агрегатов [Текст] / И.Р. Байков, С.В. Китаев, Е.А. Смородов, А.И. Гольянов. //Изв. высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2001. – №3. – С.3 – 6.
5. Эксплуатация энергомеханического оборудования в современных условиях [Текст] И.Р. Байков, С.В. Китаев С.Р. Талхин. // Изв. Уфимского государственного нефтяного технического университета. Нефтегазовое дело. – 2007. – Т.5. – №1. – С.159 – 162.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОРУЖНОГО ВИНТОВОГО НАСОСА ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Кудачинова К.В.
Научный руководитель - профессор Л.А. Саруев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

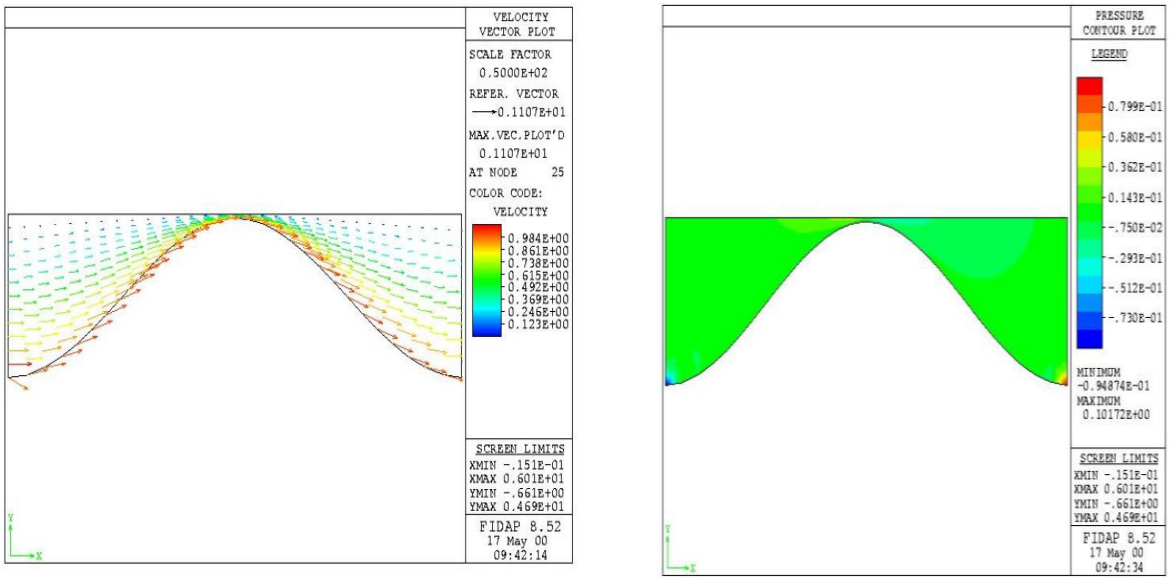
В настоящее время погружные винтовые насосы широко используются для подъема жидкостей с глубины 2000 м и глубже в нефтяных и газовых скважинах. Внутренний элемент сконструирован таким образом, чтобы всегда находиться в контакте с внешним элементом. Число заходов статора на одну больше чем ротора [1]. Движение, приводящее к образованию “замкнутых полостей”, достигается перемещением объема без деформации в спиральном движении вдоль внешнего элемента при вращении ротора. Поперечные сечения элементов состоят из парных профилей, достигаемых комбинацией эпициклоидов и гипоциклоидов, образующие круги которых имеют диаметр той же длины, что и продольная ось двух винтовых элементов.

Таблица 1

Геометрические параметры погружного винтового насоса

Интерференция между ротором и статором (мм)	-0.37
Диаметр ротора (мм)	39.878
Эксцентриситет (мм)	4.039
Шаг статора (мм)	119.99

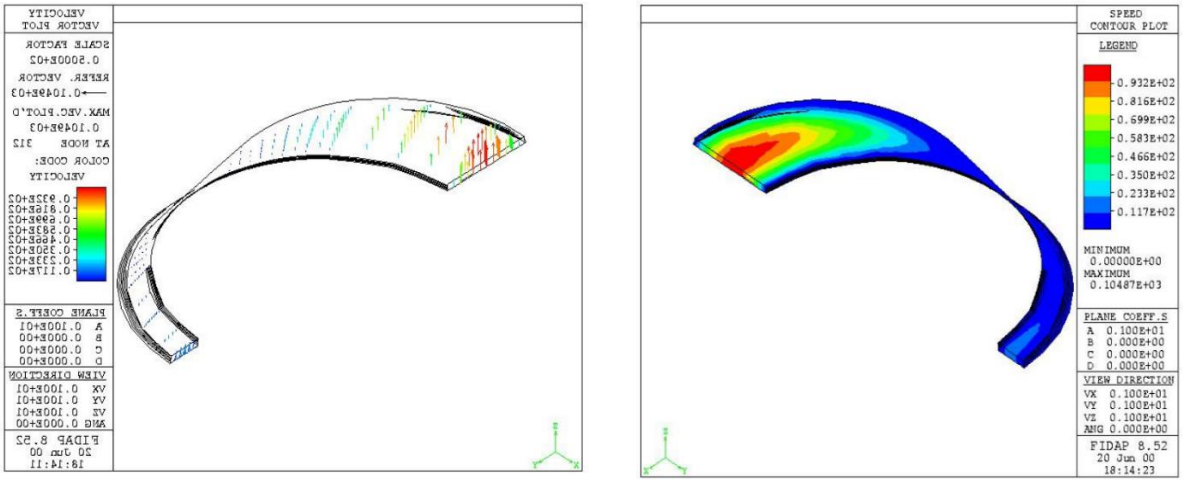
На рис. 1 показаны профили скоростей и распределение давления для двумерной закрученной (винтовой) модели, предполагающей, что жидкость является ньютоновской и имеет вязкость 133 сПз, с осевой скоростью 30 см/с. Перепад давления между входным и выходным отверстиями равен нулю. На рис. 1 показано, что движущийся ротор вытесняет всю жидкость внутри насоса без увеличения давления. Этот результат показал, что насос работает аналогично относительному движению параллельных пластин, создавая поток Куэтта. Жидкость перемещается в осевом направлении без увеличения давления, как и все объемные насосы. Увеличение давления в выпускном отверстии приводит к миграции жидкости из этой зоны в полость, открытую для выпуска. Эта миграция жидкости вызывает повышение давления в открытой полости, демонстрируя, что насос реагирует на давление, а не генерирует его. Затем ротор должен выталкивать жидкость до тех пор, пока она не будет вытеснена [4].



А) Б)

Рис. 1 Результаты моделирования 2D-винтовой модели. Тангенциальная скорость 30 см/с, вязкость жидкости 133сПз и нулевое давление нагнетания: А) распределение вектора скорости, Б) распределение давления [3].

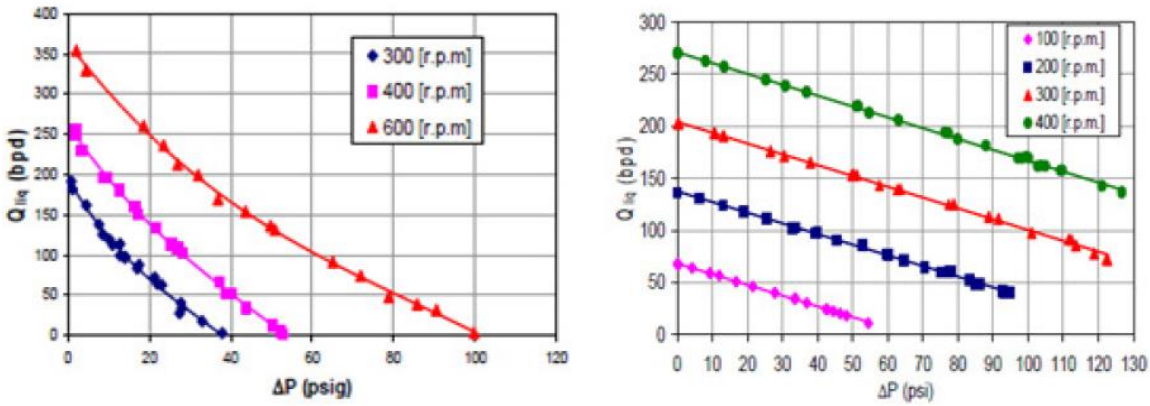
На рис. 2 показаны результаты моделирования погружного винтового насоса с зазором для жидкости с вязкостью 133 сПз. Показано, что максимальная скорость жидкости достигается на большей части площади поперечного сечения полости.



А) Б)

Рис. 2 Результаты моделирования течения с зазором. Модель скольжение жидкости в погружном винтовом насосе: А) распределение вектора скорости, Б) контуры скорости для той же области [3].

Моделирование течения жидкости показало, что поток уменьшается с большим перепадом давления через насос из-за обратного потока при более высокой разности давлений. Такое линейное снижение расхода не наблюдалось для жидкостей с низкой вязкостью. Рисунок 3 иллюстрирует эту нелинейность в случае жидкостей с низкой вязкостью. Увеличение вязкости также приводило к увеличению расхода [2].



А) Б)

Рис. 3 Кривые расхода и давления. А) 1сПз; Б) 42 сПз [3].

Основными проблемами пользования погружным винтовым насосом будут скорость потока, эффективность и среднее время наработки на отказ. Отказ насоса в основном определяется отказом эластомерного статора, который имеет свойство разбухать в следствие высоких температур. Другими возможными причинами отказа могут быть износ уплотнений, выход из строя подшипников и высокое давление нагнетания [5].

Литература

1. Балденко Д.Ф. Одновинтовые Гидравлические машины [Тест] / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005. – Т. 1. Одновинтовые насосы. – 488 с.
2. Сызранцева К.В. Компьютерный анализ нагруженности и деформативности элементов нефтегазового оборудования. – М.: ТюмГНГУ, 2009. – 124 с.
3. Shankar, B. Narayanan. Fluid dynamic and performance behavior of multiphase progressive cavity pumps [Text] / Shankar, B. Narayanan / National Institute of Technology Karnataka. – 2012. – P. 15–27.
4. Рязанцев В.М. Роторно-вращательные насосы с циклоидальными зацеплениями. – М.: Машиностроение, 2005, 345 с.
5. Валовский В. М. Винтовые насосы для добычи нефти: учебное пособие. – М. «Нефтяное хозяйство», 2012, – 248 с.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ РАБОТЫ ГИДРОИМПУЛЬСНОГО МЕХАНИЗМА

Мельнов К.В.

Научный руководитель - профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как и любая реальная физическая система гидроимпульсный механизм представляет собой сложную динамическую систему. Сложность эта обусловлена нелинейными характеристиками кинематических связей, а также свойствами привода. Поэтому при теоретическом рассмотрении необходимо «идеализировать» свойства описываемой модели. В таком идеализированном описании важно определить переменные и параметры, которые определяют основные черты поведения динамической системы [1, 3].

Особенность гидроимпульсного механизма состоит в том, что в качестве исполнительного органа – инерционной массы используется корпус гидроцилиндра. Поршневая полость гидроцилиндра соединена с пульсатором посредством рукава высокого давления и представляет замкнутый объем жидкости [4, 5]. Поршень гидроцилиндра соединен с породоразрушающим инструментом, на который передается усилие от поршня. В качестве пружины малой жесткости используется пневмоцилиндр, который при давлении воздуха P_0 создает предварительное усилие G_0 и предварительное статическое поджатие гидравлической пружины.

При работе пульсатора создаются колебания замкнутого объема жидкости, которые приводят в колебательное движение корпус гидроцилиндра совместно с пневмоприводом. Корпус гидроцилиндра совместно с поршнем пневмоцилиндра, рукав совместно с жидкостью образует колебательную систему с одной степенью свободы, работающей в режиме вынужденных колебаний [1, 2]. Внешним возмущением здесь выступает пульсатор (генератор гидравлических колебаний) поршневого типа. При работе механизма усилие на поршень гидроцилиндра создается давлением жидкости. Поэтому для создания большего давления жидкости необходимо больше сформировать замкнутый объем жидкости. Естественно желательно увеличить амплитуду внешнего возмущения путем увеличения хода плунжера пульсатора или корпуса гидроцилиндра за счет резонансных свойств колебательной системы. Однако такая деформация объема будет не очень большой, если корпус гидроцилиндра и поршень пульсатора будут двигаться в фазе [2]. Поэтому с целью получения наибольшей деформации объема жидкости за счет частотных свойств колебательной системы, необходим такой режим, в котором бы плунжер пульсатора и корпус гидроцилиндра совместно двигались на сжатие [1, 6].

Основное уравнение динамики мы будем составлять относительно перемещения подвижного органа механизма x_2, которое характеризует его реакцию на внешнее возмущение, создаваемое генератором колебаний.

$$x_1 = A cos\omega_1 t$$

Основное уравнение динамики применительно к исполнительному органу имеет вид:

$$m\frac{d^2x_2}{t^2} = G_\partial - G_{\text{сопр}} \quad (1)$$

где m – подвижная масса;

G_∂ – внешнее возмущение, приложенное к системе;

$G_{\text{сопр}}$ – внешние и внутренние силы сопротивления;

x_2 – перемещение исполнительного органа.

Так как возмущение исполнительного органа происходит через жидкую среду, то:

$$G_\partial = F \cdot \Delta P$$

где F – рабочая (эффективная) площадь рукава;

ΔP – разность давлений в рабочей полости.

Силы сопротивления можно представить суммой упругой и диссипативной составляющей:

$$G_{\text{сопр}} = G_y + G_\alpha$$

Заменяя, получим:

$$G_\alpha = \alpha(t)\frac{dx_2}{dt}$$

Воспользуемся выражением (2) для суммарной упругости рукава приведенного в работе [2]:

$$C_\Sigma = \left(C'_{\text{ш}} + \frac{\pi}{2}P_0\right)L + \frac{F^2}{\beta W_0} + \frac{\pi^2 x_2^2 L^2}{4\beta W_0} + \frac{\pi^2 x_0 x_2 L^2}{4\beta W_0} \quad (2)$$

где P_0 – предварительное давление;

$\frac{1}{\beta} = E$ – модуль упругости рукава с рабочей жидкостью;

W_0 – замкнутый объем жидкости внутри рукава.

Выразим G_y из уравнения (2), тогда получим:

$$G_y = \left(C'_{\text{ш}} + \frac{\pi}{2}P_0\right)L_{x2} + \frac{F_0^2}{\beta(P_1 t)W_0}x_2 + \frac{\pi^2 x_0 x_2^2}{4\pi(P_1 t)W_0} + \frac{\pi^2 x_2^2 L^2}{4\beta(P_1 t)W_0} + C_{\text{пр}}$$

Получим:

$$m\frac{d^2{}_2x_2}{dt^2}+\alpha(t)\frac{dx_2}{dt}+\left(C'_{\text{ш}}+\frac{\pi}{2}P_0\right)Lx_2+\frac{F_0^2}{\beta(P_1t)W_0}x_2+\frac{\pi^2x_0x_2^2}{4\pi(P_1t)W_0}+\frac{\pi^2x_2^2L^2}{4\beta(P_1t)W_0}+C_{\text{пр}}=\Delta P\cdot F$$

Вторым уравнением движения гидроимпульсного механизма является уравнение баланса объема:

$$W_1=W_2+\Delta\text{P}\beta W_0$$

или

$$x_1F_1=x_2F_2+\Delta\text{P}\cdot\beta\cdot W_0$$

Это уравнение показывает, что входной объем создаваемый генератором колебаний, расходуется на перемещение подвижного органа и на упругую объемную деформацию рабочей полости. Таким образом, система уравнений, описывающая поведение линейной динамической системы гидроимульсного механизма запишется:

$$m\frac{d^2x_2}{dt^2}+\alpha(t)\frac{dx_2}{dt}+\left(C'_{\text{ш}}+\frac{\pi}{2}P_0\right)Lx_2+\frac{F_0^2}{\beta(P_1t)W_0}x_2+\frac{\pi^2x_0x_2^2L_2}{4\pi(P_1t)W_0}+\frac{\pi^2x_2^2L^2}{4\beta(P_1t)W_0}+C_{\text{пр}}=\Delta P\cdot F$$

$$W_1-W_2=\Delta P\cdot\beta\cdot W_0$$

При решении системы уравнений обозначим:

$C_0=\left(C'_{\text{ш}}+\frac{\pi}{2}P_0\right);\ C_P=\frac{F_0^2}{\beta(P_1t)W_0};\ x_1=x_1\cdot cos\omega_1t;\ k_F=\frac{F_1}{F_2}$

Получим:

$$m\frac{d^2x_2}{dt^2}+\alpha(t)\frac{dx_2}{dt}+\left(\text{C}_0+\text{C}_\text{p}+\frac{\pi^2x_0x_2^2L_2}{4\pi(P_1t)W_0}+\frac{\pi^2x_2^2L^2}{4\beta(P_1t)W_0}+C_{\text{пр}}\right)\cdot x_2=K_F\cdot C_P\cdot x_1\cdot cos\omega_1t \qquad (3)$$

Уравнение (3) представляет собой нелинейную математическую модель поведения механизма в динамике. С целью упрощения уравнения принимаем:

$\alpha(t)=const;\ \frac{1}{\beta(t)}=const;\ G_y=G_y(x_2)$ - линейная функция

Тогда можно записать:

$$m\frac{d^2x_2}{dt^2}+\alpha(t)\frac{dx_2}{dt}+\left(\text{C}_0+\text{C}_\text{p}+C_{\text{пр}}\right)x_2=K_FC_Px_1cos\omega_1t \qquad (4)$$

Выражение (4) представляет линейную математическую модель поведения гидроимпульсного механизма в динамике.

Выводы

Рассмотренная математическая модель отображает работу гидроимпульсного механизма. При составлении модели удалось создать такой режим колебаний за счет изменения упругости колебательной системы, которая определяется упругостью рукава, так как модуль упругости его в несколько раз меньше модуля упругости жидкости. Режим оказался субгармоническим типа 1/2 т.е. корпус гидроцилиндра двигался с частотой вдвое меньшей чем пульсатор. При совместном движении корпуса гидроцилиндра и поршня пульсатора на сжатие объема создавался импульс давления жидкости, который через поршень гидроцилиндра передавался на инструмент в виде динамического усилия. Данное утверждение было подтверждено в работе [1] при проведении экспериментального исследования.

Литература

1. Барашков В.А. Гидрообъемный виброимпульсный механизм с нелинейной характеристикой упругого элемента: Диссертация канд. техн. наук. – Томск, 1987. – 157 с.
2. Дерюшева В.Н. Модули пневмогидравлического ударного узла с учетом свойств формирователя импульса и нагрузки: Автореферат канд.техн. наук. – Томск, 2009. – 19 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. Саруев Л.А., Шадрина А.В., Саруев А.Л. и др. Перспективы развития технологии и техники горизонтально-направленного бурения пилотных скважин для бестраншейной прокладки трубопроводов/ Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 4. – С. 89–97.
5. Саруев Л.А., Шадрина А.В., Саруев Л.А., Мельнов К.В. Исследование передачи силовых импульсов через резьбовые соединения бурильной колонны при вращательно-ударном бурении пилотных скважин для бестраншейной прокладки трубопроводов/ Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т.331. – №12. – С. 180–186.
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 12.03.2021).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НИЖНЕЙ ГРАНИЦЫ ПОЛОСЫ ПРОПУСКАНИЯ ПОПЕРЕЧНЫХ ВОЛН ОТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Мельнов К.В.
Научный руководитель - профессор Л.А. Саруев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Применение ударно-вращательных механизмов в настоящее время находит широкую область применения, так как данные механизмы позволяют бурить крепкие горные породы. Одним из механизмов для формирования силового импульса является гидроимпульсный механизм [2], эффективность данного механизма подтверждена производственными испытаниями. Принцип работы механизмов предназначенных для ударно-вращательного бурения основывается на формировании силовых импульсов в совокупности с вращением бурового инструмента и их последующей передачи по бурильной колонне. Но при передаче силовых импульсов в зону разрушения горной породы нередко возникают потери энергии, что приводит к снижению производительности данного способа бурения в целом, избежать данной ситуации можно изучив вопрос передачи силовых импульсов по бурильной колонне.

Бурильная колонна является важным звеном для передачи силового импульса при ударно-вращательном бурении. Немаловажным является и способ соединения бурильных труб между собой, так в работе [2, 3] авторы подтверждают, что текущие конструкции соединения бурильных труб не пригодны для передачи по ним силового импульса из-за возникновения больших потерь энергии, а также снижения долговечности резьбовых соединений приводящих к разрушению бурового инструмента.

Бурильная колонна постоянного поперечного сечения в большинстве случаев представляют собой полый круглый цилиндр, приведен на рис. 1. Экспериментальные исследования [1] показывают, что даже в случаях, когда можно пренебречь влиянием внутреннего трения и присутствием неоднородностей в материале бурильных труб, происходит изменение профиля волны деформации, которое сопровождается частичной потерей их энергии. Такая трансформация волн деформации связана с тем, что на участке бурового инструмента, захваченного волной, напряженное состояние в общем случае является пространственным. Это приведет к появлению поперечных колебаний и радиальных волн, которые будут переносить энергию. Для анализа распространения силового импульса необходимо решение трехмерных задач динамической теории упругости, что вызывает значительные математические трудности, поэтому оценка будет проведена на основе приближенной постановке задачи.

Пусть к торцу z полого упругого цилиндра, занимающего область, $0 \le \varphi \le 2\pi,\ z \ge 0$ в цилиндрической системе координат r, φ, z, приложена нагрузка P, приводящая к смещению поперечного сечения.

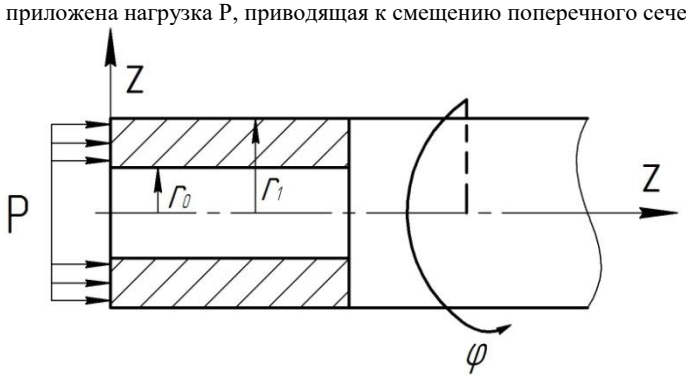


Рис. 1. Геометрия участка бурильной трубы постоянного сечения

В работах [1, 5] отмечено, что на большинстве частот почти вся подводимая к торцу трубы энергия уносится только одной модой. Однако. Это доминирующая мода не является одно и той же на всех частотах. На низких частотах распространяется лишь первая мода, уносящая практически всю энергию. При появлении распространяющихся изгибных и радиальных мод происходит резкий спад относительной величины энергии, переносимой первой модой, и энергия будет уноситься модами высших порядков [4, 5].

Учитывая, что изгибные и радиальные волны не оказывают существенного влияния на процесс разрушения обрабатываемой среды машинами ударного действия, энергия, производящая работу разрушения, будет переносится только волнами первой моды, являющимися плоскими. Таким образом, разрушение обрабатываемой среды будут производить только волны с частотами меньше частоты возникновения второй моды, то есть с частотами, найденными по формуле [1]:

$$\omega \le \omega_0 = \frac{\sigma_{10} \cdot C_0}{\sqrt{2(1+\vartheta)}},$$

где σ_{10} – табличное значение, полученное из соотношения радиусов бурильных труб [1]; C_0 – скорость распространения волны деформации в металле; ϑ – коэффициент Пуассона. Частота ω_0 называется частотой «отсечки». Пользуясь терминологией других разделов физики можно сказать, что буровой инструмент является фильтром низких частот с полосой пропускания от нуля до ω_0.

Для определения нижней границы полосы пропускания поперечных волн от толщины стенки бурильных труб была построена математическая модель в программном комплексе Matlab. Результаты математического моделирования, с учетом ранее принятых допущений приведены на рис. 2.

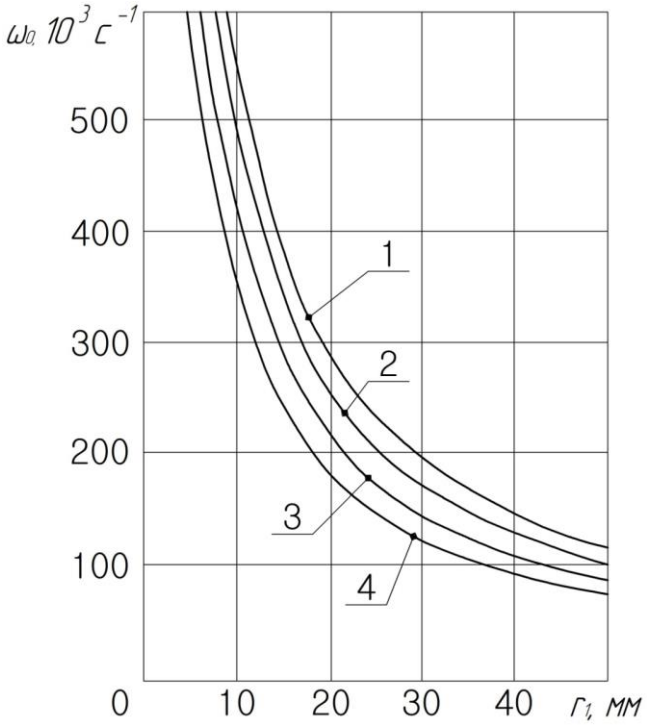


Рис. 2. Зависимость частоты отсечки ω_0 от внешнего радиуса буровой штанги

h_0=1; 2) h_0=0.75; 3) h_0=0.5; 4) h_0=0.25.

Значение относительной толщины стенки определялось по формуле:

$$h_0 = (r_1 - r_0)/r_1$$

Анализ графика приводит к выводу, что увеличение внешнего радиуса и уменьшение толщины стенок ведет к уменьшению частоты отсечки. В случае наличия в бурильных трубах нескольких участков с различными внутренними и внешними радиусами необходимо найти значения ω_0 для всех таких участков. В таком случае полоса пропускания всего бурового инструмента определится минимальным значением частоты отсечки ω_0 [1].

Таким образом, если в спектральном разложении волны, которая формируется гидроимпульсным механизмом и передается на породоразрушающий инструмент, присутствуют составляющие с частотами $\omega > \omega_0$, то часть энергии бойка уйдет на возбуждение изгибных и радиальных волн, что приведет к уменьшению коэффициента полезного действия механизма.

Литература

1. Авдеева А.И. Волновые процессы при распространении силовых импульсов по ставу штанг. Диссертация канд. техн. наук. – Томск, 1999. – 149 с.
2. Саруев Л.А., Мельнов К. В. 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.88-97.
3. Мельнов К.В., Саруев Л.А. и др. Исследования передачи силовых импульсов через резьбовые соединения бурильной колонны при вращательно-ударном бурении пилотных скважин для бестраншейной прокладки трубопроводов // Известия Томского политехнического университета. – 2020. – Т. 331. - № 12. – С. 180-186.
4. Саруев Л.А. Исследования распространения упругих волн в колонне буровых штанг при ударно-вращательном бурении скважин в лабораторных условиях / Л.А. Саруев, А.В. Шадрина // Вестник Российской академии естественных наук. Западно-Сибирское отделение. – Кемерово, 2009. – С. 27 – 31.
5. 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).

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ВИНТОВЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК

Никитин В.А.
Научный руководитель - профессор Л.А. Саруев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В сложившихся на данный момент рыночных условиях, в частности при установившихся низких ценах на нефть, на первый план выходят вопросы повышения эффективности механизированной добычи нефти и снижения общих затрат на извлечение углеводородного сырья. Снижение затрат может быть обеспеченно за счет оптимизации режимов работы насосов, повышения энергоэффективности и устранения частых и преждевременных отказов погружного оборудования.

Эффективность и ресурс винтовых установок во многом зависят от правильности их подбора. Разные модификации эластомеров, профили насоса, погружное и наземное оборудование применяются в зависимости от добываемой жидкости и условий, при которых эксплуатируется скважина.

Для эксплуатации скважин в осложненных условиях эффективным способом механизированной добычи нефти является использование установок винтовых насосов, которые в полной или частичной мере обеспечивают решение проблем добычи нефти осложненного фонда скважин.

Совершенствование и повышение долговечности винтовых штанговых насосных установок обусловлена тем, что наиболее эффективным, а иногда и единственно возможным, становится добыча нефти с помощью винтовых насосных установок. Вопрос надёжности и долговечности винтовых штанговых насосных установок является основной нерешенной задачей при их эксплуатации.

В последние годы для добычи высоковязкой нефти все больше используются штанговые винтовые насосные установки, реализующие одну из наиболее перспективных технологий. Относительная простота конструкции, способность откачки высоковязких нефтей и их эмульсий с повышенным содержанием газа и механических примесей, широкий диапазон рабочих дебитов и давлений, низкое энергопотребление, возможность использования без потери эффективности в наклонных скважинах – эти и другие достоинства винтовых насосов позволяют им успешно конкурировать с электроцентробежными и штанговыми насосами [1].

В настоящее время разработано значительное число типоразмеров винтовых штанговых насосных установок с диапазоном подач от 0,5 до 1000 $м^3$/сут и давлением от 6 до 30 МПа. В состав установки входит скважинное и наземное оборудование. В скважинное оборудование входят: полированный шток, который передает вращение от привода на штангу, центратор и дальше на основные части винтового наоса (вращающийся ротор, размещенный в статоре). Наземное оборудование, как правило, установлено на трубной головке и отвечает за преобразование энергии приводного электродвигателя в механическую энергию вращающейся колонны штанг [2].

Принцип работы: откачиваемая жидкость через приемные отверстия всасывается одновременно верхней (левой) и нижней (правой) винтовыми парами. Левая и правая рабочие пары работают параллельно. Подача насоса равна сумме подач двух рабочих пар, а напор насоса равен напору каждой рабочей пары.

Преимущества насоса: возможность откачки жидкости с большим содержанием угольного шлама в начальный период и с большим содержанием газа на конечном этапе при условии использовании газосепаратора; отсутствие в конструкции внутренних клапанов, подверженных закупорке или образованию газовых пробок; достаточно низкая потребляемая электрическая мощность; минимальные затраты, простота и лёгкость выполнения монтажа-демонтажа, техобслуживания.

К настоящему времени создано большое количество типоразмеров винтовых штанговых насосных установок с диапазоном подач от 0,5 до 1000 $м^3$ /сут и давлением от 6 до 30 МПа [3]. Винтовые насосы работоспособны в следующих условиях: в наклонно направленных скважинах с углом кривизны до 28° при содержании механических примесей до 1000 мг/л, газовом факторе до 85 $м^3$ /$м^3$, наличии парафиноотложений, температуре воздуха на поверхности до минус 45 °С [2].

Конструкция скважинных насосов предусматривает их комплексное применение со всеми типами приводов винтовых насосов. Наличие такой единой системы существенно снижает эксплуатационные расходы. Роторы насосов изготавливаются из легированной стали (4140) с упрочненным хромистым покрытием, обеспечивающим устойчивость к износу и истиранию. Благодаря применению передовых производственных технологий и современного технологического оборудования поддерживается неизменное качество чистовой обработки и покрытия профиля ротора, что гарантирует достижение проектной производительности.

Таким образом, в состав винтовых штанговых насосных установок входят наземное и скважинное оборудование. Широкое применение винтовых штанговых насосных установок обусловлено технико-экономическими преимуществами оборудования по сравнению с другими механизированными способами добычи нефти.

Обеспечение безотказной работы скважин, оборудованных винтовыми насосами, достигается предварительной отработкой технологий на испытательных установках и стендах, на которых определяются оптимальные режимы эксплуатации.

При увеличении нагрузки на штанговую колонну и привод УШВН снижается СНО. Снижение значений напряжений, которые возникают в штанговой колонне, обеспечивается за счет уменьшения значений сил граничного трения. «Это обусловлено характерными зависимостями коэффициентов пар трения штанговая колонна – стенки НКТ, от числа Зоммерфельда, согласно которым при увеличении частоты вращения штанговой колонны, коэффициенты граничного трения элементов штанговой колонны и пар трения винтового насоса уменьшаются» [1]. При этом растут соответственно и значения коэффициентов запаса усталостной прочности.

Следует отметить, что увеличение частоты вращения, приводит к пропорциональному увеличению количества циклов нагружения штанговой колонны на участках искривления скважины. Так, при частоте вращения 100 об/мин, 10 млн циклов совершается в течение 69 суток, а за один год непрерывной работы – более 50 млн циклов. При таких количествах циклов нагружения, проводить оценку усталостной прочности затруднительно [2].

В процессе эксплуатации штанговой колонны, на искривленных участках скважины значительное влияние на наработку оказывает и интенсивный износ элементов штанговой колонны, особенно при наличии механических примесей. Соответственно, при увеличении частоты вращения будет наблюдаться снижение числа рабочих циклов СНО.

Увеличение вязкости откачиваемой жидкости приводит, с одной стороны, к росту напряжения кручения, вызванного ростом момента трения штанг о жидкость и моментом на вращение ротора насоса, а с другой стороны к уменьшению составляющей граничного трения штанг о стенки НКТ. Кроме того, «значение крутящего момента, затрачиваемого на трение штанг о жидкость вязкостью до 500 мПа·с, согласно расчетам, не превышает 15 Н·м, что не превышает 5% от общих затрат крутящего момента, а дополнительный момент затрачиваемый на подъем жидкости вязкостью 500 мПа·с в сравнении с жидкостью вязкостью 10 мПа·с не превышает 12 Н·м» [1].

Соответственно, в рассматриваемом диапазоне, значение эквивалентных напряжений практически не изменяется. В связи с этим, вязкость откачиваемой жидкости оказывает незначительное влияние на напряженное состояние штанговой колонны. При этом увеличение вязкости с 25 до 500 мПа·с может способствует значительному повышению выноса механических примесей на поверхность, что в свою очередь приводит к увеличению износа и увеличению нагрузок на трение штанговой колонны о стенки скважины.

Увеличение углов искривления скважины ведет к росту радиуса изгиба штанговой колонны и в результате – изгибающих напряжений, которые возникают в насосных штангах [1]. Поскольку, при вращении колонны насосных штанг значения изгибающих напряжений будут являться амплитудами знакопеременных напряжений, то рост кривизны ствола скважины при больших циклах нагрузки может снизить СНО.

Таким образом, долговечность винтовых штанговых насосных установок зависит от геолого-технических параметров добывающих скважин с УШВН и реологических свойств откачиваемых жидкостей на наработку на отказ. Влияние частоты вращения колонны на наработку на отказ обусловлено увеличением числа циклов изгибающих напряжений, действующих на штанговую колонну, а влияние углов искривления скважины объясняется ростом изгибающих напряжений штанговой колонны.

Литература

1. Латыпов, Б.М., Топольников, А.С., Комков, А.Г., Исмагилов, Р.Р. Влияние условий эксплуатации на наработку штанговых винтовых насосных установок / Б.М. Латыпов, А.С. Топольников, А.Г. Комков, Р.Р. Исмагилов // Нефтегазовое дело, 2016. – Том 14, № 2. – С. 55 – 60.
2. Монтаж и эксплуатация скважинных штанговых винтовых насосных установок. Учебное пособие / Ф.Д. Балденко, С.В. Кривенков, В.Н. Протасов. – Москва: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2017. – 45 с.
3. Феофилактов, С.В., Холин Д.С. Система управления и мониторинга для установок штанговых винтовых насосов // Инженерная практика, 2017. – № 9. – С. 21 – 23.
4. Шишкин, Н.Д., Терентьев, И.С. Винтовые штанговые насосные установки для добычи нефти с приводом от вертикально-осевых ветродвигателей / Н.Д. Шишкин, И.С. Терентьев // Вестник Астраханского государственного технического университета, 2016. – № 2 (62). – С. 11 – 15.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ СТЕНДА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ИНЕРЦИОННО-УДАРНОГО РАЗРУШЕНИЯ ТВЕРДЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

Фокин А.Б.

Научный руководитель - доцент С.Я. Левенсон

Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, г. Новосибирск, Россия

В горнодобывающей промышленности буровзрывная отбойка горных пород является основным способом разупрочнения породного массива при разработке месторождений твердых полезных ископаемых. Однако, в сложных горнотехнических условиях, при сложных условиях залегания полезных ископаемых, близости жилых районов и других факторах, затрудняющих и ограничивающих проведение буровзрывных работ, на замену взрывной отбойке приходят безвзрывные технологии. Наиболее перспективным среди безвзрывных способов механического разрушения горных пород является ударный. Это связано с его малой энергоемкостью и высокими показателями усилий разрушения, поэтому актуальной задачей является создание новых устройств и машин для безвзрывного разрушения массивов горных пород, оснащенных ударными рабочими органами.

Ударный способ разрушения обладает наименьшей энергоемкостью среди прочих механических способов за счет 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 [2] 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 был разработан и изготовлен стенд для исследования процесса инерционно-ударного разрушения твердых горных пород, состоящий из металлоконструкции с установленными на ней механизмами привода молоткового ротора, на котором свободно подвешены ударные элементы – молотки, и подачи образца [4]. В результате соударения молотка с поверхностью разрушаемого материала происходит преобразование кинетической энергии ударника в энергию удара, нагружающую образец, что приводит к отделению от него разрушенных частиц, при этом молоток за счет свободного подвешивания отскакивает от образца под действием реактивных сил, возникающих при контакте, что предотвращает интенсивный нагрев и износ ударных элементов в результате трения. Далее после отскока молоток за счет последующего вращения ротора снова накапливает кинетическую энергию и под действием центробежной силы выводится на позицию удара [3, 4].

В качестве ударных элементов были использованы молотки параллелепипедной и цилиндрической формы, изображенные на рис. 1. Конструкция молотков параллелепипедной формы позволяет реализовать уравновешенный удар, при котором за счет поворота и сдвига молотка исключается возможность возникновения ударных реактивных нагрузок на осях подвески молотков. Молотки цилиндрической формы имеют гибкую цепную подвеску, что также предотвращает передачу реактивных нагрузок на оси их подвески и далее на опоры молоткового ротора.

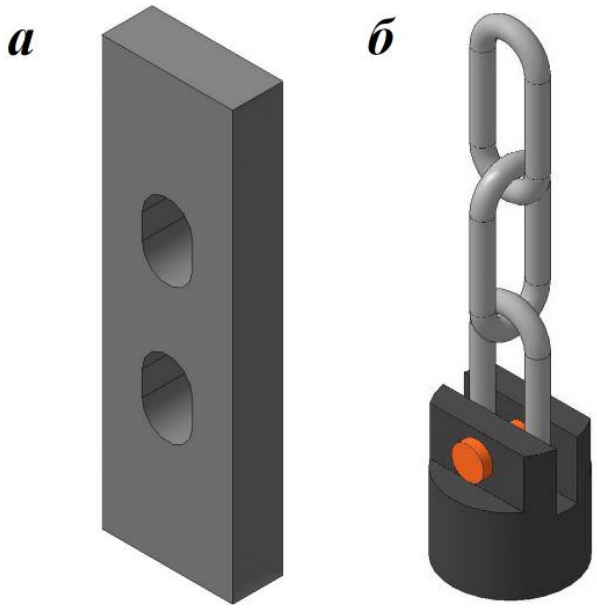


Рис. 1 Вид ударных элементов инерционно-ударного рабочего органа:

а – параллелепипедной формы; б – цилиндрической формы с цепной подвеской

Изготовленный стенд был испытан при разрушении различных твердых материалов. В качестве разрушаемых образцов были использованы такие материалы, как бетон и каменная соль. Разрушение образцов проводилось при разном сочетании количества и расположения на роторе ударных элементов.

На рис. 2 показаны изображения штробы, полученной при разрушении образцов из бетона и каменной соли. Применение в процессе разрушения молотков различной формы и количества позволяет получать различные по форме и размерам профили сечения штробы в разрушаемом материале. Так, цилиндрические молотки одинаково эффективно показали себя при работе, как на бетоне, так и на каменной соли. За счет цепной подвески они имеют возможность изменять место нанесения удара вдоль оси вращения ротора при столкновении с прочными включениями, оставляя после прохода широкую штробу скругленной формы (рис. 2, *а*) и могут применяться, например, для оборки откосов уступов карьеров (для ликвидации нависей). Молотки в форме параллелепипедов образуют штробу прямоугольного профиля, ширину которой можно изменять путем установки на роторе параллельно нескольких рядов молотков (рис. 2, *б, в*). Такие молотки более эффективно продемонстрировали себя на образцах из каменной соли и могут применяться, например, при вырезке блоков материалов, нарезании щелей в массиве или добыче каменной соли.

Также было замечено, что при установке на роторе большего количества ударных элементов и равномерном их распределении наблюдается лучшее динамическое уравновешивание ротора и его устойчивая работа с меньшими по амплитуде колебаниями.

Испытания лабораторного стенда показали его работоспособность и возможность разрушения с помощью инерционно-ударного рабочего органа различных твердых материалов и горных пород ударными элементами различной конфигурации. Стенд позволяет гибко и в широком диапазоне изменять физические и энергетические параметры [4]. Применение в процессе разрушения молотков разной формы и количества позволяет получать различные по форме и размерам профили сечения штробы в разрушаемом материале.

Рис. 2 Виды штробы, полученные при использовании молотков:

а – цилиндрических цепных; б – параллелепипедных (1 ряд); в – параллелепипедных (3 ряда); материал: а и б – бетон, в – каменная соль

В дальнейшей работе на представленном стенде планируется:

– исследовать процесс послойного инерционно-ударного разрушения образцов различных твердых материалов и горных пород методом физического моделирования;

– определить наиболее рациональное количество ударных элементов и порядок их размещения на роторе для эффективного разрушения различных материалов;

– определить удельную энергоемкость разрушения различных горных пород и твердых материалов с помощью инерционно-ударного рабочего органа.

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. 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.
3. 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.
4. Фокин А.Б. Обоснование конструкции стенда для исследования процесса инерционно-ударного разрушения твердых горных пород // Труды XXIV Международного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр». – г. Томск: ТПУ, 2020. – Т. 2. – С. 496 – 497.

ПОВЫШЕНИЕ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

Юсупов М.М.

Научный руководитель - доцент Е.Ю. Валитова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность. В настоящее время осуществление перекачки нефти по трубопроводам в системе трубопроводного транспорта эксплуатируется большое количество перекачивающих агрегатов, которые потребляют значительный объем электрической энергии, расход электроэнергии напрямую зависит от выбранных режимов транспортировки углеводородов. Как следует из применяемых современных технологических режимов перекачки их вариабельность может быть разной, что в итоге позволяет варьировать весь объем энергопотребления в целом.

С другой стороны, на федеральном уровне (ФЗ № 261 [1]), постоянно ведется регламентирование сокращения расходов электроэнергии. Поэтому выбор наименее затратного, с точки зрения энергопотребления, способа перекачки нефти на конкретном участке нефтепровода является приоритетной задачей. Исходя из вышеуказанного, тема статьи «Повышение ресурсоэффективности эксплуатации насосных агрегатов» актуальна.

Целью работы является выбор оптимальной технологии повышения ресурсоэффективности при перекачке нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу.

Использование оборудование для снижения гидравлических нагрузок [2,3] обеспечит увеличение срока эксплуатации и экономию электроэнергии. Зачастую, для увеличения пропускной способности трубопровода и для снижения гидравлических нагрузок при транспортировки нефти и нефтепродуктов по магистральному нефтепроводу, применяются следующие методы, представленные на рис.1.

Рис. 1 Методы снижения гидравлических нагрузок

Общая характеристика приведенных методов в виде табличных данных, которые более подробно рассмотрим ниже (табл.1).

Таблица 1

Общая характеристика современных методов для снижения гидравлических нагрузок

Название	Достоинства	Недостатки
Установка вставок большего диаметра	увеличивается пропускная способность нефтепровода	неудобство внедрения вставки в трубопровод
Строительство лупингов	увеличивается пропускная способность нефтепровода	для строительства лупинга используют те же материалы, что и для основной линии, что увеличивает металлоемкость проекта
Сооружение дополнительных насосных станций	- увеличивается пропускная способность нефтепровода; - большая скорость потока способствует снижению объемов отложений АСПО	увеличение количества насосных станций, может привести к аварии

Врезка вставки большего диаметра повышает пропускную способность магистрального нефтепровода, однако недостатком данной технологии является необходимость остановки и очистки нефтепровода для установки секции.

Метод прокладки лупингов не имеет указанного выше недостатка. Монтаж параллельной нитки возможен без прерывания работы основной линии. Соединение параллельной и основной линии занимает сравнительно небольшое количество времени. Применение системы лупингов не повышает рабочее давление в трубопроводе, а также позволяет увеличить объем транспортируемой нефти без значительного увеличения удельных затрат (даже с учетом дополнительных перекачивающих станций) [4].

Технология повышения количества насосных агрегатов на НПС приводит к увеличению давления в трубопроводе, тем самым влияет на повышение пропускной способности, что в свою очередь напрямую приводит к сокращению энергозатрат и повышению ресурсоэффективности магистрального нефтепровода, несмотря на то, что мощности насосных станций приводит к росту давления в системе, что может в свою очередь являться причиной аварии, этот метод повышения ресурсоэффективности на сегодняшний день является наиболее актуальным.

Исходя из перечисленного выше материала хотелось бы более подобно рассмотрим метод увеличения НПС.

Технология поэтапного ввода нефтепровода в эксплуатацию, принятого на этапе проектирования, повышение его производительности достигаются строительством промежуточных НПС и включением в работу дополнительных насосов на уже существующих станциях.

Если же в проекте не предусмотрено повышение производительности, то в данном случае необходимо воспользоваться вариантом увеличения числа насосных станций (рис.2).

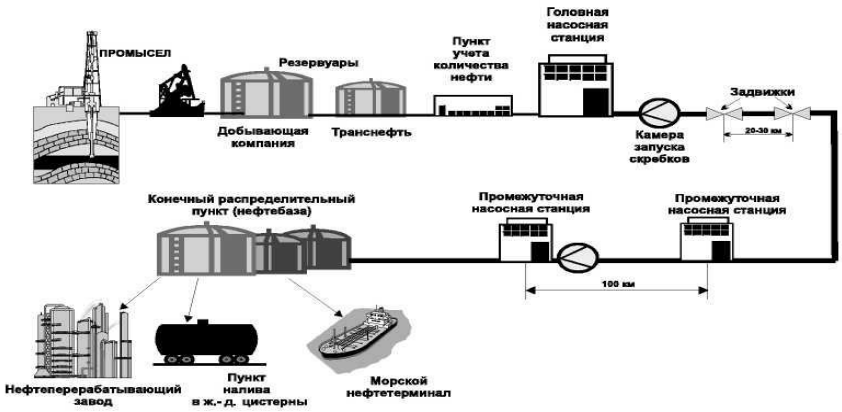


Рис.2 Технологическая схема НПС

Данный вариант предполагает, что все станции будут работать в относительно одинаковых условиях и перегоны между НПС будут разделены примерно пополам.

Исходя из того, что изменение производительности нефтепровода при удвоении насосных станций увеличивается, то новая рабочая точка может сместиться за пределы рабочей зоны насосов (зоны оптимальных к.п.д.). Следовательно, одновременно с увеличением числа насосных станций, необходимо заменить и устанавливаемое на них оборудование [5,6].

Целесообразность применения данного метода для повышения производительности нефтепровода оценивают по коэффициенту увеличения пропускной способности, который выражается следующей зависимостью:

$$\chi = 2^{\frac{1}{2-m}}\ , \tag{1}$$

m - количество последовательно включенных МНА на НПС, шт;

Исходя из приведенной выше формулы, можно сделать вывод, что при ламинарном режиме течения (m=1),когда $\chi = 2$, увеличение числа насосных станций ведет к удвоению пропускной способности трубопровода. Напор, развиваемый насосными станциями, остается постоянным, что до расширения трубопровода, что после. Для гидравлически гладких труб при турбулентном течении (m=0,25) увеличение числа НПС в два раза ведет к увеличению пропускной способности трубопровода в 1,486 раза, в гидравлически шероховатых трубах (m=0) – в 1,414 раза.

Таким образом, увеличение числа насосных станций имеет смысл, когда заданное увеличение пропускной способности близко к числу $2^{\frac{1}{2-m}}$. Если это значение слишком мало ($\chi \ll 2^{\frac{1}{2-m}}$), то увеличение числа насосных станций нецелесообразно, поскольку они будут работать с недогрузкой. При слишком большом коэффициенте увеличения пропускной способности ($\chi \gg 2^{\frac{1}{2-m}}$) более рационально применение сложных схем, например комбинирование удвоения числа перекачивающих станций и прокладку лупинга.

Материалы, изложенные в данной статье, свидетельствуют о важности выбора оптимальных технологий, позволяющих снижать объем гидравлических потерь, тем самым повышая ресурсосбережение и ресурсоэффективность при перемещении углеводородных средств, следовательно, оказывать влияние на объемы энергопотребления перекачивающего оборудования.

Литература

1. Федеральный закон № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
2. Бархатов, А.Ф. Задача выбора способа плавного регулирования при последовательной перекачке партий нефти / А.Ф. Бархатов // Материалы X Международной учебно-научно-практической конференции. – 2015. – С. 27-29.
3. Быков, К.В. Повышение эффективности эксплуатации магистральных нефтепроводов с регулированием частоты вращения насосных агрегатов: дис. … канд. техн. наук: 25.00.19 / Быков Кирилл Владимирович. – СПб., 2014. – 138 с.
4. Васильковский, В.В. Частотно-регулируемый электропривод насосных агрегатов в нефтепродуктопроводном транспорте / В.В. Васильковский // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1989. – №6. – С. 36-38.
5. Вязунов, Е.В. Быстродействие системы регулирования давления насосной станции при заданной скорости хода регулирующего элемента [Электронный ресурс] / Е.В. Вязунов, А.Ф. Бархатов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2014. №2. – ежим доступа: http://ogbus.ru/authors/VyazunovEV/VyazunovEV_2.pdf.
6. Вязунов, Е.В. Определение оптимальных характеристик насосных агрегатов магистральных трубопроводов / Е.В. Вязунов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1968. – №5. – С. 10-13.

С Е К Ц И Я 16

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

ЧИСЛЕННОЕ СТАТИСТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Афанасьев Д.Ю.
Научный руководитель – доцент А.Г. Зарубин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация: В статье проведено численное моделирование технического состояния полиэтиленовых газопроводов, приведена классификация с помощью Gaussian process classification (GPC).

Ключевые слова: газопровод, классификация, нормальное распределение, машинное обучение, классификация данных.

Газораспределительная организация, в соответствии с действующим законодательством, в первую очередь отвечает за безопасность эксплуатации различных объектов газоснабжения, а также обеспечение поставок газа потребителям. Требования к обследованию, эксплуатации, техническому обслуживанию, диагностированию газопроводов, установлены нормативными документами и законодательными актами Ростехнадзора РФ, в том числе и расчетный срок эксплуатации газопроводов. Следовательно, эксплуатирующей организацией до достижения окончания срока эксплуатации должно быть организовано техническое диагностирование объекта, и уже по его результатам будет принято решение — продлить срок эксплуатации на определенный период или вывести этот объект из эксплуатации, если он не соответствует требованиям. Все работы выполняются аккредитованными организациями и по действующим принятым методикам, утвержденным Ростехнадзором.

В настоящее время, используя методы машинного обучения и численного моделирования, можно достаточно точно предсказать техническое состояние газопровода, имеющего необходимый набор входных параметров. Задачи подобного плана решаются с использованием проекционных методов, которые основаны на статистическом подходе к обработке информации – методом главных компонент (PCA), PLS-дискриминации (PLS-DA) и других.

Выборка входных данных формирует некоторое распределение, и на сегодняшний день наиболее известное распределение — распределение Гаусса, которое чаще называют нормальным распределением.

Распределение предоставляет математическую функцию с определенными параметрами, которую можно использовать для расчета вероятности любого отдельного наблюдения из выбранных данных. Оно описывает группировку или плотность наблюдений, называемую функцией плотности вероятности. Таким образом, используя нормальное распределение, можно рассчитать вероятность того, что наблюдение будет иметь значение, равное или меньшее заданного значения [3].

Построить модель машинного обучения можно на основе распределения Гаусса, которая предскажет, к какому классу (техническому состоянию) будет относиться трубопровод с новым набором переменных [2]. Однако необходимо убедиться в том, что эта модель на самом деле работает, и ее прогнозы будут достаточно точны прежде, чем применить модель к новому набору. И для этого в первую очередь необходимо разделить выборку на обучающую и проверочную в соотношении, указанном на рисунке 1.

Рис.1 Структура данных

Проверочный набор не использовался для построения модели, но у каждого трубопровода известен класс, к которому его относят. Таким образом, можно сделать прогноз для каждого трубопровода в проверочном наборе и сравнить его с фактической меткой (уже известным классом). Оценить качество модели можно, вычислив точность (accuracy) – процент трубопроводов, для которых модель правильно спрогнозировала класс.

Вторым шагом стало применение метода главных компонент (PCA). Используя этот метод, появляется возможность учесть главные взаимодействия и получить несколько более полную картину. Алгоритм находит первые две главные компоненты и визуализирует датасет в этом новом двумерном пространстве с помощью диаграммы рассеяния, показанной на рисунке 2, где по оси y отложена вторая главная компонента (pc2), а по оси x – первая главная компонента (pc1), затем алгоритм пользуется информацией о классах, чтобы выделить точки разным цветом.

Заключительным этапом стало использование алгоритма GaussianProcessClassifier. На выходе получается следующая классификация [1]:

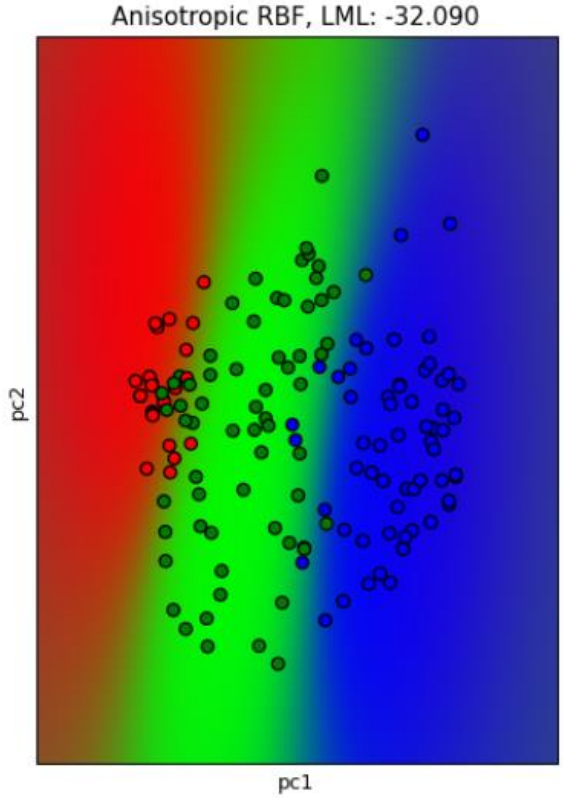


Рис.2 Gaussian process classification (GPC). Анизотропное ядро RBF в двухмерной версии

Достаточно четкое разделение границ классификации свидетельствует о том, что правильно выбраны необходимые параметры газопровода. Проведенное статическое моделирование иллюстрирует прогнозируемую вероятность GP-классификации для анизотропного ядра RBF (радиальной базисной функции). Высокая точность достигается за счет применения метода главных компонент, для сокращения размерности данных [3].

В ходе настоящей работы был применен метод GPC к обучающему и проверочному наборам данных. В результате чего было выявлено, что, модель может демонстрировать точность при определении технического состояния полиэтиленовых газопроводов более 0.8.

Литература

1. Gaussian process classification (GPC) on iris dataset [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://scikit-learn.org/stable/auto_examples/gaussian_process/plot_gpc_iris.html#sphx-glr-auto-examples-gaussian-process-plot-gpc-iris-py.
2. Аралов О. В. Методология управления качеством сложных технических систем на объектах магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов //Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – Т. 9. – №. 6. – С. 608-625.
3. Müller A. C., Guido S. Introduction to machine learning with Python: a guide for data scientists. – "O'Reilly Media, Inc.". – 2016.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ПОТЕРЬ ОТ ИСПАРЕНИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ НА ОСНОВЕ АЭРОГЕЛЯ ДЛЯ КРИОГЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Безносов А.А.
Научный руководитель – доцент Н.В. Чухарева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день сжиженный природный газ является перспективным топливом, как для энергетического сектора, так и для транспортных систем. Индустрия развивается стремительными темпами. На фоне этого происходит интенсивное внедрение более усовершенствованных технологий для сжижения, транспортировки, хранения сжиженного природного газа. Сжиженный природный газ сжижается при минус 162 градусах цельсия. Данную температуру необходимо поддерживать на всех процессах производства и транспортировки сжиженного природного газа. В связи с этим теплоизоляция трубопроводных систем, а также изотермических резервуаров выполняет важнейшую функцию поддержания температуры. На производственных объектах, находящиеся на территории Российской Федерации криогенные технологические (межцеховые) трубопроводы эксплуатируются при разных температурах окружающей среды. Образование двухфазного потока и испарение сжиженного природного газа являются основными опасными процессами, которые могут возникнуть при эксплуатации криогенных технологических трубопроводов.

Эффективная работа трубопроводных систем сжиженного природного газа зависит по большей части от теплопроводности и надежности тепловой изоляции. Министерство энергетики РФ, одной из главных задач в научно-техническом развитии производства сжиженного природного газа определяет создание криогенных трубопроводов с экранно-вакуумной и порошково-вакуумной изоляцией [3]. Так как экранно-вакуумная и порошково-вакуумная тепловая изоляция на крупнотоннажных объектах производства является импортной, это требует больших денежных вложений. Для определения возможной альтернативной и более экономически выгодной тепловой изоляции была выбрана теплоизоляция на основе аэрогеля.

Цель – оценка эффективности теплоизоляционного покрытия на основе аэрогеля для криогенных технологических трубопроводов.

Задачи:

1. Анализ видов и их характеристик применяемых теплоизоляционных покрытий на основе аэрогеля.
2. Расчет потерь от испарения при использовании теплоизоляционного покрытия на основе аэрогеля.

Обзор основных применяемых на данный момент теплоизоляционных покрытий, а также характеристик осложняющих процессов при эксплуатации криогенных технологических трубопроводов был проведен в работе [1]. Согласно этой работе, было определено, что при использовании экранно-вакуумной тепловой изоляции потери от испарения сжиженного природного газа минимальны. Но также приведен ряд недостатков, связанных с особенностями конструкции и стоимости данных теплоизоляционных покрытий.

Нормативные документы, устанавливающие правила проектирования криогенных (низкотемпературных) трубопроводов в части, связанной с тепловой изоляцией, ссылаются на СП 61.13330.2012 [4]. В данном документе нет требований к материалам на основе аэрогеля, поэтому для определения основных показателей пользуются методиками расчетов [2].

На данный момент на Российском рынке есть теплоизоляционные покрытия на основе аэрогеля, применяемые при строительстве домов, утеплении жилищно-коммунальных объектов, для криогенной техники такие материалы использоваться не могут. В зарубежных странах активно применяют теплоизоляционные материалы на основе аэрогеля для криогенных трубопроводов. Наиболее полную характеристику теплоизоляционным покрытиям дает производящая компания AspenAerogels [5]. На рисунке 1 приведены примеры толщины изоляции и коэффициентов теплопроводности в зависимости от температуры.

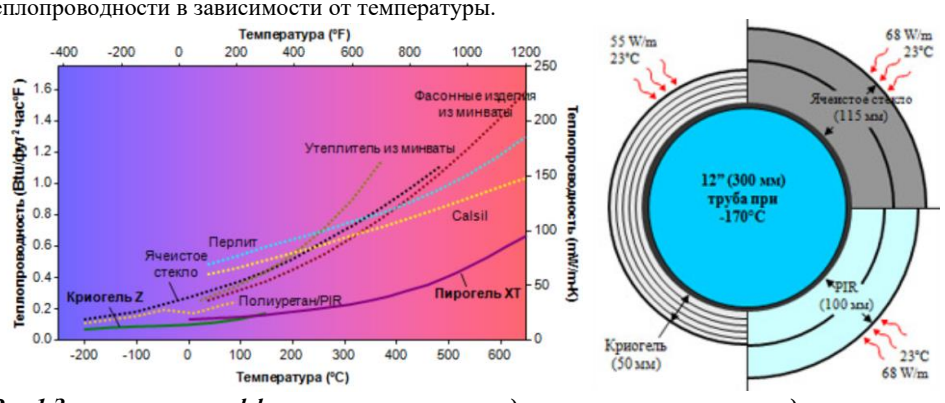


Рис.1 Зависимость коэффициентов теплопроводности от температуры для различных теплоизоляционных покрытий и примеры толщины изоляций для достижения одинокового теплового эффекта

Основные импортеры теплоизоляционных покрытий на основе аэрогеля представлены в таблице 1.

Таблица 1

Характеристики теплоизоляционных покрытий на основе аэрогеля [5,7]

Компания производитель.	Вид изоляционного покрытия	Состав изоляционного покрытия	Коэффициент теплопроводности λ (Вт/м·К)
AspenAerogels Inc.	Cryogel z	Стекловолокнистый холст с распределенными частицами аэрогеля диоксида кремния (температурный диапазон от -260 до +90 градусов цельсия)	0,012 - 0,009
ООО «Joda»	Joda	На основе аэрогеля SiO_2, армированного стеклянным холстом с фольгой (температурный диапазон от -200 до +650 градусов цельсия)	0,013 – 0,019

Обе компании так же предлагают теплоизоляционные покрытия, работающие с более высокими температурами до 1200 градусов цельсия.

Для расчета потерь от испарения, а также определения оптимальной толщины была выбрана теплоизоляция от компании AspenAerogel (Cryogel z). Данные для определения потерь: длинна участка трубопровода – 300м, внутренний диаметр – 750мм, коэффициент теплопроводности – 0,01 Вт/м·К, толщина изоляции – 60мм, теплота парообразования криогенной жидкости - 510кДЖ/кг, температура окружающей среды – 23 градуса цельсия.

По методике [2] определение теплопритока через изоляцию для трубопроводов производится аналогично определению теплопритока через цилиндрическую часть изоляции криогенной емкости. С учетом всех упрощений определяем потери от испарения по формуле:

$$\Delta G = \frac{q}{r} = \frac{2\pi\lambda\cdot\Delta T\cdot L}{r(\ln D/d)},$$

где q – тепловой поток через изоляцию; r – теплота парообразования криогенной жидкости; λ – коэффициент теплопроводности; ΔT – общий перепад температур; D – наружный диаметр трубопровода с изоляцией; d – внутренний диаметр трубопровода; L – длинна участка трубопровода.

Потери от испарения составили – 0,0864 кг/ч.

Выводы:

1. Допустимым значением испарения сжиженного природного газа на производстве считается 0,15% от общего перекачанного продукта в день. Так как в день объемы перекачки составляют более 100000м^3 исходного газа, то значение 2,07кг сжиженного природного газа в день, которому соответствует 2,94м^3 исходного газа в день является приемлемой величиной.
2. На образование двухфазного потока в трубопроводе в большей степени влияют перепады давления. Это возможно, если давление в трубопроводе упадет ниже давления насыщения жидкости. В связи с этим возможно допущение использования теплоизоляционных покрытий с не самым низким показателем теплопроводности и более экономически выгодным.
3. Преимущества теплоизоляционных материалов на основе аэрогеля: малый объем, простота конструкции и уменьшенное время монтажа, устойчивость к физическим воздействиям, гидрофобность, экологическая безопасность.
4. Стоимость изоляционных покрытий на основе аэрогеля ниже, чем экранно-вакуумная. Стоимость 1м^2 изоляции Joda составляет 15-45 долларов США в зависимости от толщины.
5. При разработке отечественных технологий особое внимание стоит уделить теплоизоляционным покрытиям на основе аэрогеля.

Литература

1. Безносов А. А. Влияние тепловой изоляции на испарение сжиженного природного газа траспортируемого по криогенным трубопроводам //Трубопроводный транспорт углеводородов. – 2020. – С. 87-91.
2. Баранов А.Ю., Соколова Е.В. Хранение и транспортировка криогенных жидкостей. Часть 1: Учебное пособие. – СПб: Университет ИТМО, 2017. – 95 с.
3. Прогноз НТР отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года / Министерство энергетики РФ.
4. СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. URL: http://docs.cntd.ru/document/1200091050/ (15.01.2021).
5. AspenAerogels Inc. URL: https://www.aerogel.com/company/about-aspen-aerogels/ (02.02.2021).
6. Edward L., Filip L. Influence of vacuum level on insulation thermal performance for LNG cryogenic road tankers //MATEC Web of Conferences. – EDP Sciences, 2018. – Т. 240. – С. 01019.
7. ООО «Joda». URL: https://www.joda-tech.ru/ (10.03.2021).

АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ РАБОЧЕГО КОЛЕСА НАГНЕТАТЕЛЯ

Винокуров Т.С.
Научный руководитель – доцент А.В. Шадрина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из причин снижения ресурса центробежных нагнетателей (ЦБН) различных конструкций является возникновение и развитие повреждений рабочего колеса (РК) в процессе эксплуатации, а также при их изготовлении. В большинстве случаев усталостные поломки возникают из-за интенсивных резонансных колебаний, происходящих вблизи наружного диаметра межлопаточного пространства основного и покрывного диска.

При проявлении различных дефектов или вырыве одной, или несколько частей диска на периферийной части РК на расстоянии от края не превышающий от 0,1D диска предлагается выполнять фрезерование типа «ромашка».

Целью данной работы является: определить возможности реализации фрезерования типа «ромашка» РК путем изучения напряженно-деформированного состояния (НДС). Для выполнения данной цели поставим следующие задачи:

- оценить основные нагрузки и воздействия на рабочее колесо;
- провести анализ напряженно-деформированное состояние рабочего колеса и лопаток;
- оценить результаты напряженно-деформированного состояния рабочего с вырезами;
- сопоставить результаты рассчитанного рабочего колеса до и после выполнения вырезов.

Для реализации данного исследования применим численное моделирование с помощью метода конечных элементов. В общем случае последовательность численного моделирования ЦБН состоит из: профилирования и создания трехмерной геометрии РК ЦБН и создания сетки конечных элементов (СКЭ), настройки расчетной модели и программирования решателя, выполнения расчетов и анализа полученных результатов. Моделирование НДС РК возможно реализовать в программном комплексе Ansys Workbench в модуле Static Structural.

Для проведения исследования создадим модель РК закрытого типа. Для этого определим геометрические размеры создаваемой модели с помощью упрощённого расчета РК представленный научно-инжиниринговой группой «КВиХТ». Приняв исходные данные: давление воздуха на входе $P_0 = 3{,}2$ МПа, универсальную газовую постоянную $R = 519$ Дж/(кг*К) массовый расход газа на входе $m = 33{,}62$ кг/с, плотность газа при стандартных условиях $\rho_{ст} = 22{,}17$ кг/м^3 и степени сжатия $\Pi = 1{,}25$, получим след значения:

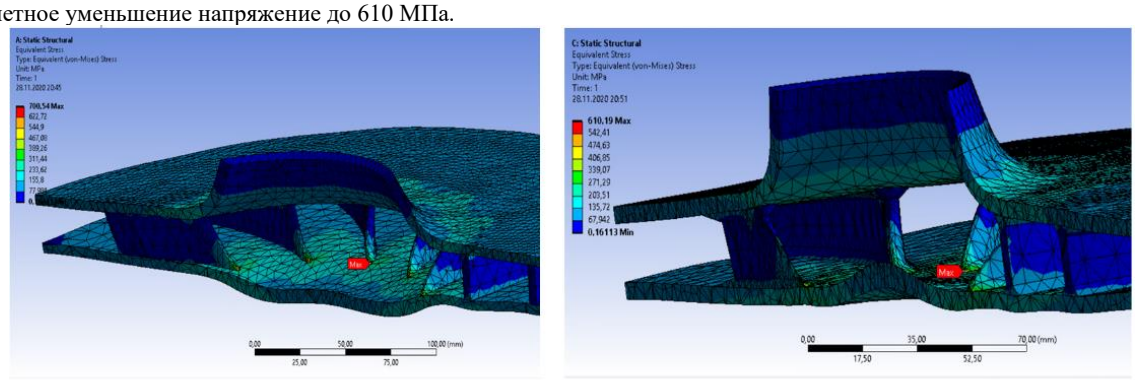
Таблица 1

Основные геометрические размеры РК

Диаметр РК на выходе, м	0,423	Диаметр РК у входа, м	0,186	Частота вращения, об/мин	8100
Высота лопатки, м	0,0169	Ширина лопатки на входе, м	0,024	Толщина лопатки, мм	5
Угол наклона лопатки на выходе	49,65	Угол наклона лопаток на входе	52,38	Радиус закругления втулки, м	0,024
Диаметр втулки, м	0,127	Количество лопаток, шт.	16	Радиус покрывающего диска, м	0,032

Перед выполнением моделирования нужно принять некоторые допущения: пренебрежем в расчете влияние газодинамических сил и температур, т. к. по результатам исследования [1] влияние этих данных не превышает 10 %; толщину стенок покрывающего и основного дисков примем произвольно.

В рис.1 представлено эквивалентное напряжение модели РК при номинальном количестве оборотов равное 8100 об/мин. Максимальное значение напряжения мы наблюдаем в зоне соединения лопаток и стенок покрывающих дисков на входе в РК, которое равно 700 МПа. Данное значение выполняет условия прочности, однако запас прочности составляет всего 1,12 (при выборе стали марки 30ХН2МФА с пределом текучести 785 МПа), что достаточно низкий показатель. Для увеличения прочности применимы сварные галтели. После построения галтелей можно увидеть заметное уменьшение напряжение до 610 МПа.



а) б)

Рис. 1 Распределение напряжения по Мизесу:
а) до галтелей; б) после галтелей

По рис.2 можно увидеть распределение эквивалентных напряжений на теле РК до и после вырезания периферийной части. По данным рисункам видно, что показатели напряжения у кромок покрывающего и основного диска значительно увеличились. Также можно выделить то, что максимальное значение эквивалентного напряжения и суммарного перемещения уменьшилось на 4,27% и на 6,43% соответственно.

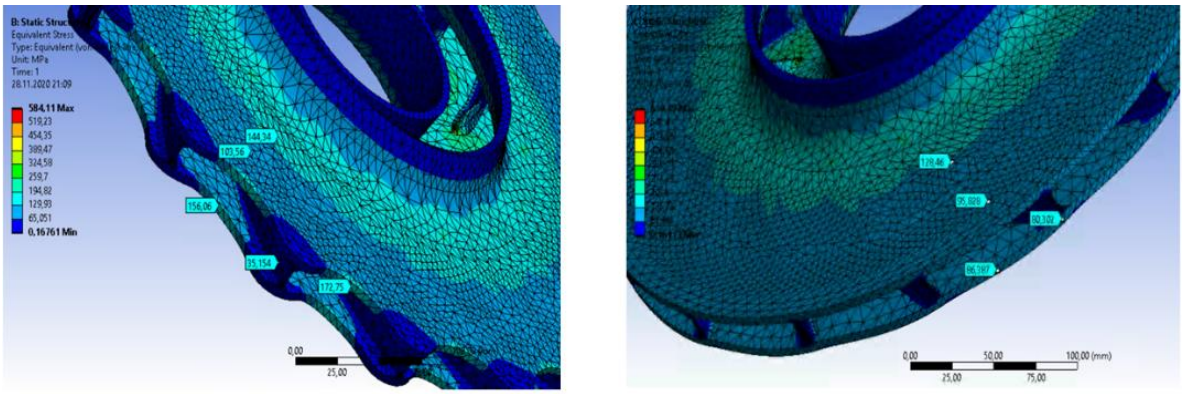


Рис. 2 Распределение напряжений на периферии РК
а) с вырезами; б) без вырезов

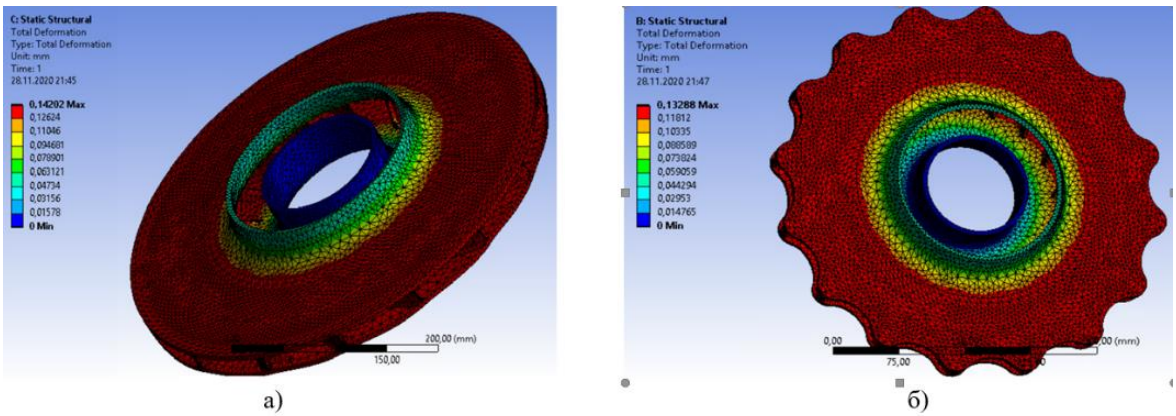


Рис. 3 Общее перемещение
а) без вырезов; б) с вырезами

Из результатов проведенной работы можно сделать вывод, что способ вырезания рабочего колеса при появлении трещин или разломов на периферии покрывного диска показал хорошие результаты. Максимальное эквивалентное напряжение уменьшилось на 4,27%, однако напряжения на периферии колеса увеличилось почти до 2-х раз. Исходя из результатов можно сказать, что, использования вырезания методом «оромашивания» при выявлении дефектов применимо в эксплуатации РК центробежного нагнетателя.

Литература

1. Жернаков В.С. Расчет напряженно-деформированного состояния центробежного колеса компрессора из титанового сплава / И. Н. Будилов, А. Н. Ермоленко – Уфа: ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный авиационный технический университет» (УГАТУ), 2019.
2. Зубков И. С. Численное моделирование течения в проточной части центробежного нагнетателя природного газа / И. С. Зубков, В. Л. Блинов. — Текст: непосредственный // Актуальные проблемы развития технических наук: сборник статей участников XXII Областного конкурса научно-исследовательских работ «Научный Олимп» по направлению «Технические науки». – Екатеринбург: Уральский федеральный университет, 2020. — С. 29-34.
3. Костюков А.В. Центробежные компрессоры транспортных ГТД: Учебное пособие – Москва: Московский Государственный Технический Университет «МАМИ», 2006.
4. Щуковский В.А. Каталог газодинамических характеристик ЦБК природного газа – Москва: Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий (ООО «ВНИИГАЗ»), 2005.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ МЕТОДОМ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКИ

Гааг П.А.

Научный руководитель – доцент Н.В.Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность. Современный трубопроводный транспорт при последовательной перекачке разносортных нефтепродуктов предполагает бесперебойную поставку потребителю, в зависимости от указанных объемов в соответствии между договорами грузоотправителей и грузополучателей, то все вопросы о технологии проведения данной перекачки являются актуальными. Отличительной особенностью последовательной перекачки является образование некондиционного продукта в зоне контакта двух смесей, поэтому гидравлические расчеты имеют некоторые особенности.

Цель. Определение изменения напоров в трубопроводе при последовательной перекачке разносортных нефтепродуктов.

Для реализации данной цели был выполнен ряд задач;

- изучен процесс смесеобразования в зоне контакта нефтепродуктов;
- определены основные технологические требования к процессу перекачки;
- выявлены особенности применения уравнения Бернулли к данной технологии;
- произведен расчет скачкообразного изменения напора.

Теория.

Как свидетельствуют [2-3], последовательная перекачка представляет собой процесс, в котором по одному трубопроводу перекачиваются различные нефтепродукты. В ходе процесса в зоне контакта двух жидкостей образуется смесь, которая является некондиционном продуктом. Причиной смесеобразования является конвективная диффузия (когда скорость течения нефтепродукта у стенок трубопровода меньше, чем на его оси, из-за гидравлического сопротивления) и турбулентная диффузия (когда происходит интенсивное перемешивание разных слоев жидкости по сечению трубопровода за счет пульсаций скорости отдельных частиц, рис. 1). Согласно РД-03.220.99-КТН-187-14 [1], для уменьшения объема некондиционного продукта последовательную перекачку необходимо производить:

- при развитом турбулентном режиме (с максимально высокими скоростями перекачки);
- в безостановочном режиме;
- большими партиями нефтепродуктов;
- циклами, каждый из которым имеет определенную последовательность партий НП (рис. 2);
- в режиме «из насоса в насос».

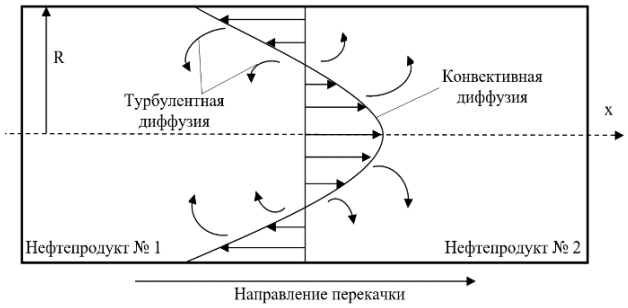


Рис. 1. Схема процесса смесеобразования в зоне контакта партий последовательно движущихся жидкостей

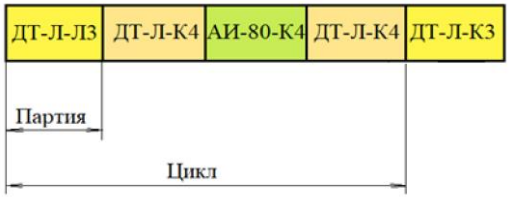


Рис. 2. Пример формирования циклов

Из-за того, что в трубопроводе происходит смена жидкостей, то рассматриваемый процесс, грубо говоря, не рассматривается стационарным, а, следовательно, уравнение Бернулли не имеет место быть. Но за счет того, что смена нефтепродуктов происходит значительно медленно, взаимное замещение жидкостей рассматривают как последовательную систему стационарных состояний. Такие процессы называют квазистационарными, для которых уравнение Бернулли будет выглядеть, согласно [3], следующим образом:

$$\underbrace{\left(\frac{p_1}{\rho_2 g}+z_1\right)}_{H_1}-\underbrace{\left(\frac{p_2}{\rho_1 g}+z_2\right)}_{H_2}=\underbrace{p_c\left(\frac{\rho_2-\rho_1}{\rho_1\rho_2 g}\right)}_{[\mathrm{H}]}+\underbrace{(h_{1-c}+h_{c-2})}_{h_{1-2}} \quad (1)$$

Согласно данному уравнению, разность напоров между началом и концом участка $(H_1 - H_1)$ не равна потерям напора h_{1-2} на этом участке, так как содержит еще одно слагаемое – скачок напора [Н] в месте контакта жидкостей с разной плотностью.

Чтобы понять, как будет вести себя среда в зоне контакта нефтепродуктов при перекачке разных сортов, для наглядного примера такого скачкообразного поведения был рассмотрен участок трубопровода, по которому планируется перекачиваться дизельное топливо и автомобильные бензины разных марок. Данные трубопровода и нефтепродуктов представлены в таблице 1.

В ходе расчетов было рассмотрено два случая: дизельное топливо вытесняет автомобильный бензин АИ-92-К5 и автомобильный бензин АИ-80-К5 вытесняет автомобильный бензин АИ-92-К5.

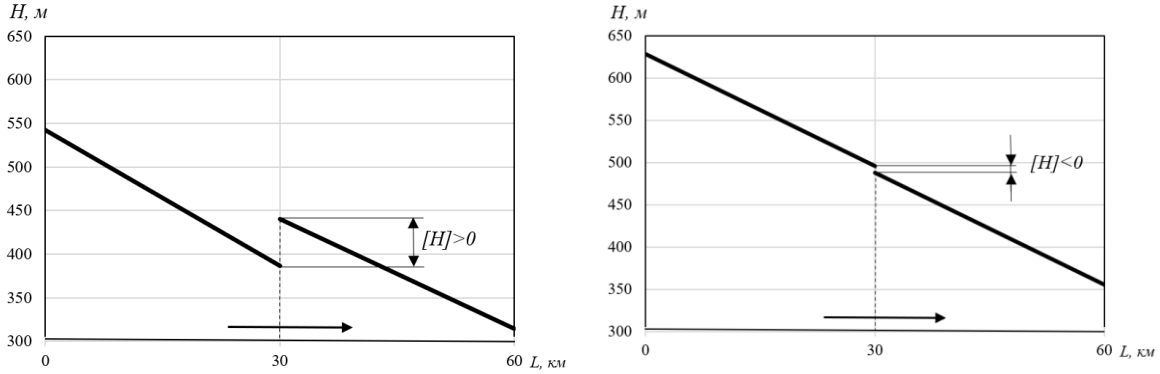
Таблица 1

Характеристика модельного участка трубопровода и нефтепродуктов

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение параметра	Единица величины	Значение параметра
1	Давление в начале участка	P_1	МПа	4,5
2	Внутренний диаметр трубопровода	d	м	0,363
3	Протяженность участка МНПП	L	км	100
4	Абсолютная эквивалентная шероховатость	Δ	мм	0,25
5	Кинематическая вязкость дизельного топлива	ν_1	$м^2/с$	$9{,}0 \cdot 10^{-6}$
6	Кинематическая вязкость автомобильного бензина АИ-80-К5	ν_2	$м^2/с$	$0{,}6 \cdot 10^{-6}$
7	Кинематическая вязкость автомобильного бензина АИ-92-К5	ν_3	$м^2/с$	$0{,}7 \cdot 10^{-6}$
8	Плотность дизельного топлива	ρ_1	$кг/м^3$	845
9	Плотность автомобильного бензина АИ-80-К5	ρ_2	$кг/м^3$	730
10	Плотность автомобильного бензина АИ-92-К5	ρ_3	$кг/м^3$	741
11	Расход перекачки	Q	$м^3/ч$	500
12	Расстояние от начала участка, на котором находится середина зоны смеси	l	км	30

В первом случае выяснилось, что скачок напора составляет 53,92 м (рис. 3, а). Заметим, что в зоне контакта жидкостей напор бензина больше напора дизельного топлива. Это объясняется тем, что плотность вытесняющего нефтепродукта больше плотности вытесняемого, а значит напор будет испытывать скачкообразное увеличение.

Во втором случае скачок напора равен 7,62 м. Н напор в зоне контакта нефтепродуктов имеет скачкообразное уменьшение, так как плотность впереди идущего автомобильного бензина больше, чем последующего (рис. 3, б).



а б

Рис. 3 Скачки напора в зоне контакта нефтепродуктов (а – дизельное топливо вытесняет автомобильный бензин, б – автомобильный бензин вытесняет дизельное топливо)

Тем самым, можно сделать вывод, что правильный подбор последовательности партий нефтепродуктов является важным критерием в последовательной перекачке. Перекачивая совершенно разные по свойствам жидкости (рис. 3, а) скачок напора больше, чем при перекачке более схожих нефтепродуктов (рис. 3, б). Поэтому, правильно подобрав партии, можно минимизировать скачок напора.

Также следует отметить, что в зависимости от порядка следования нефтепродуктов в зоне контакта существует либо положительный, либо отрицательный скачок напора. Если плотность вытесняемого меньше, чем плотность вытесняющего, то скачок напора положительный, [H]>0 (рис. 3, а). Если же плотность вытесняемого нефтепродукта больше, чем плотность вытесняющего, то скачок напора отрицательный, [H]<0 (рис. 3, б).

Литература

1. РД-03.220.99-КТН-187-14. Транспортировка нефтепродуктов по магистральным трубопроводам методом последовательной перекачки.
2. Лурье М.В., Марон В.И., Мацкин Л.А., Шварц М.Э, Юфин В.А. Оптимизация последовательной перекачки нефтепродуктов. – М.: Недра, 1979, 256 с.
3. Лурье М.В, Б.Н. Мастобаев, П.А. Ревель-Муроз, А.Е. Сощенко. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2019. – 69 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Галимов Д.И.
Научный руководитель - доцент А.В. Шадрина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Неотъемлемой частью топливно-энергетического комплекса Российской Федерации является газовая отрасль, которая включает в себя газотранспортные сети. Перемещение газа по газотранспортным сетям осуществляется через магистральные газопроводы. Каждые 100 – 150 км на трассе магистральных газопроводов располагаются компрессорные станции, которые очищают, компримируют и охлаждают газ. Компримирование газа является важнейшим процессом транспорта газа, при этом одним из самых энергоемких. Эффективное использование энергоресурсов, рациональное использование углеводородного топлива, снижение потерь газа представляются основными направлениями повышения эффективности компрессорных станций. На сегодняшний день газотранспортная система России включает в себя 254 компрессорные станции, на которых в сумме установлено более 3800 газоперекачивающих агрегатов [5]. Более 85 % газоперекачивающих агрегатов в качестве привода центробежного нагнетателя имеют газотурбинную установку. Согласно методики оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем, для оценки эффективности газоперекачивающих агрегатов используется два параметра: коэффициент полезного действия агрегата и удельный расход топливного газа. Средний коэффициент полезного действия таких газоперекачивающих агрегатов составляет 24 – 27 %, что означает что более 70 % мощности агрегатов расходуется на привод осевого компрессора [2]. Более 80 % газа, расходуемого на собственные нужды компрессорной станции, расходуется на работу газоперекачивающих агрегатов. В целом на собственные нужды магистральных газопроводов уходит 9 – 11 % от объема соответствующей годовой добычи.

Существует несколько направлений повышения эффективности работы компрессорных станций: реконструкция и строительство компрессорных станций с газоперекачивающими агрегатами, имеющими более высокий коэффициент полезного действия; повсеместное внедрение сухих газодинамических уплотнений взамен масляных систем; замена подшипников качения и скольжения на новые электромагнитные подшипники; применение сложных термодинамических циклов; использование тепла выхлопных газов; модернизация аппаратов воздушного охлаждения с применением композитных рабочих колес, установкой поворотных жалюзи и регулируемых приводов. Упрощенная схема представлена на рисунке 1.

Рис. 1 Методы повышения эффективности компрессорных станций

Экономия расхода топливного газа газоперекачивающего агрегата является самым весомым мероприятием по повышению эффективности и энергосбережения [3]. Экономия достигается путем разработки, использования и поддержания наиболее оптимальных режимов работы газоперекачивающих агрегатов. Эксплуатационные свойства газоперекачивающих агрегатов можно повысить благодаря модернизации оборудования с улучшенными показателями при реконструкции и строительстве новых компрессорных станций. Коэффициент полезного действия современных газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным двигателем выше среднего по России и может составлять 33 – 39 %. Другим методом повышения эффективности относится использование сухих газодинамических уплотнений, которые позволяют снизить потери на трение и не допустить загрязнения газа маслом. При совместном использовании сухих газодинамических уплотнений с электромагнитными подшипниками возможно создание компрессоров, не требующих масла [6]. Прочими положительными сторонами электромагнитных подшипников является то, что они исключают потери на трение, они менее подвержены износу и реже нуждаются в обслуживании по сравнению с традиционными подшипниками. В случае отказа электромагнитного подшипника вал снабжен страховочными подшипниками качения для предотвращения останова или аварии. Еще один из способов повышения эффективности компрессорной станции – применение сложных термодинамических схем, например, схемы подогрева сжатого воздуха регенерируемым теплом на входе в камеру сгорания [1]. Отработавшие газы проходя через

регенератор отдают часть тепла воздуху, что сокращает расходы топливного газа на его подогрев. Теплота отработавших газов может быть использована и для других целей: для отопления и горячего водоснабжения помещений компрессорных станций. Возможно преобразование тепловой энергии отработавших газов в механическую или электрическую с помощью детандер-генераторных агрегатов или с помощью парогазотурбинных установок. Отдельного внимания заслуживает модернизация аппаратов воздушного охлаждения. Аппараты воздушного охлаждения применяются для охлаждения газа после процесса компримирования, так как высокие температуры на выходе с компрессорной станции приводят к отслоению изоляции трубопровода, растапливанию грунтов и повышению напряжения стенок газопровода. Повышение эффективности аппаратов воздушного охлаждения является перспективным источником снижения энергетических затрат на компрессорной станции. Энергопотребление аппарата воздушного охлаждения может быть снижено до 50 % посредством использования вентиляторных установок из композитных материалов и снижения массы рабочего колеса вентилятора [4]. Кроме удобства монтажа, меньшая масса обуславливает более безопасную эксплуатацию вращающегося рабочего колеса. При замене металлических деталей композитными снижается потребление энергии на валу электродвигателя. На рисунках 2 и 3 представлено сравнение напряжений при номинальной частоте вращения рабочих колес вентиляторов аппаратов воздушного охлаждения, выполненного из стали и композитных материалов.

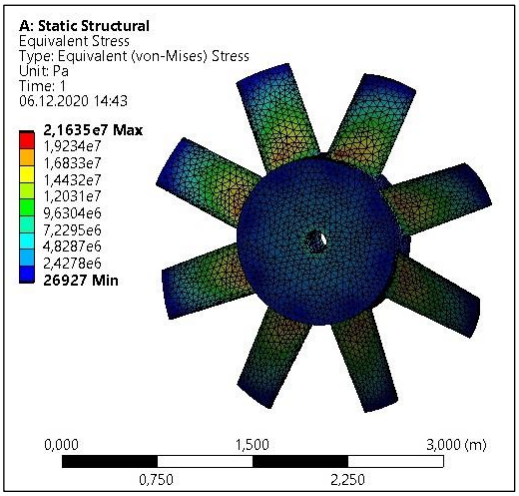


Рис. 2 Напряжения в рабочем колесе выполненном из стали

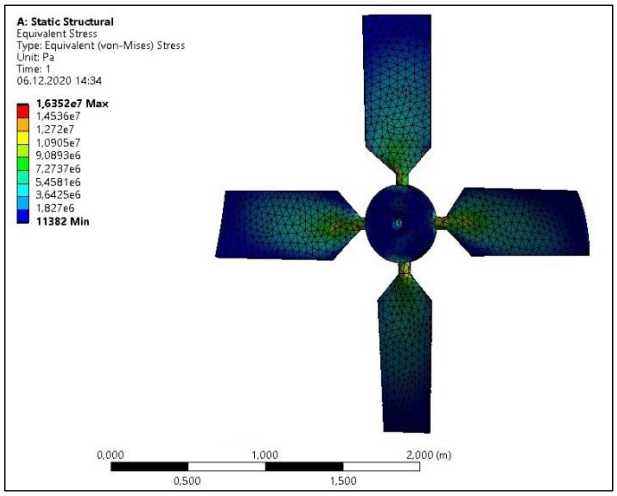


Рис. 3 Напряжения в рабочем колесе выполненном из композитных материалов

Расчет напряжений моделей был выполнен в программном комплексе ANSYS. Средние напряжения на рабочем колесе, выполненном из композитных материалов на 25 % меньше, чем у рабочего колеса, выполненного из стали. Максимальные значения напряжений ниже на 21 % у рабочего колеса, выполненного из композитных материалов.

В работе были рассмотрены различные методы и направления повышения эффективности на компрессорных станциях. Существует множество направлений каждое из которых приводит к повышению эффективности компрессорных станций и магистрального транспорта газа в целом. Основой для повышения эффективности компрессорной станции является реконструкция и модернизация отдельных ее элементов, замена устаревшего оборудования на более энергоэффективное.

Литература

1. Газотурбинные установки для транспорта природного газа: учеб. пособие / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ); сост. А. В. Рудаченко; сост. Н.В. Чухарева. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 212 с.
2. Гаррис, Н.А. Ресурсосберегающие технологии при магистральном транспорте газа / Н.А. Гаррис. – СПб.: ООО «Недра», 2009. – 368 с.
3. Иванов, Э. С. Энергосбережение, энергетическая и экологическая эффективность магистрального транспорта газа/ Э.С. Иванов // Нефтегазовое дело. – Том 10. – № 3, 2012. – С. 87 – 91.
4. Маланичев В. А., Миатов О. Л., Типайлов А.М. Разработка и модернизация вентиляторных блоков аппаратов воздушного охлаждения // Химическая техника. 2004. № 2.
5. Официальный сайт ПАО Газпром «Транспортировка» [Электронный ресурс]: Режим доступа: https://www.gazprom.ru/about/production/transportation/
6. Фарухшина Р.Р. Обеспечение энергетической эффективности работы компрессорных станций с газотурбинным приводом при эксплуатации и реконструкции дис. канд. тех. наук Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2018.

ОЦЕНКА ПОТЕРЬ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ИХ ХРАНЕНИИ В РЕЗЕРВУАРЕ ВЕРТИКАЛЬНОМ СТАЛЬНОМ ТИПА РВС-5000 КУБИЧЕСКИХ МЕТРОВ

Дикопавленко М. А.
Научный руководитель – доцент Н.В. Чухарева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. В процессе эксплуатации нефтегазовых объектов, предназначенных для хранения больших объемов нефти и нефтепродуктов, происходит заметная потеря некоторой части ценного сырья. Данная проблема имеет место быть вследствие особых свойств хранимого продукта, а также при таких операциях как опорожнение и наполнения резервуара. Коммерческий учёт, проводимый при сливо-наливных работах при эксплуатации данных емкостей, показывает, что потери углеводородного сырья составляют до 20% от общей массы хранимого продукта [1]. Такие цифры, в пересчёте на денежный эквивалент показывают, что такие потери нужно сокращать для более эффективного использования энергоресурсов. Помимо этого, испаряемый продукт наносит вред окружающей среде, изменяет качественные характеристики нефти и нефтепродуктов. Наиболее остро данная проблема для легких нефтепродуктов вследствие высокой летучести и наличия низкокипящих дистиллятов, в отличие от нефти.

Актуальность. Оценка потерь нефтепродуктов при хранении в резервуаре является важной частью учёта товарного продукта. Зная количество потерянного топлива и причины этих потерь, можно использовать конкретные методы для их сокращения, чтобы при транспортировке и хранении получать на выходе наиболее качественный нефтепродукт, минимально изменяя его качественные и количественные характеристики, необходимые потребителю.

Цель работы: определение объемов потерь дизельного топлива за год эксплуатации резервуара типа РВС-5000 м^3 и расчёт ущерба, который влекут за собой данные потери.

Для реализации этой цели необходимо выполнить следующие задачи:

1. Обзор материала о потерях нефти и нефтепродуктов и о методах их сокращения.
2. Определение суммарных потерь хранимого продукта с составлением графической зависимости.

Теоретический раздел. Рассмотренные современные технологии транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов [2] не предполагают полного исключения потерь сырья. Это связано с характеристикой хранимого продукта, а именно: летучесть, давление насыщения, испаряемость легких фракций, вследствие чего остаточная часть сырья утяжеляется. Также на данный процесс влияет изменение температуры и давления, вследствие изменения условий окружающей среды, в которой находится резервуар, а также с частотой операций по его опорожнению и наполнению (чем больше переливаем, тем больше потери).

Потери нефти происходят на каждом этапе ее транспортировки, однако основная доля всё же приходится при хранении её в резервуаре (более 70%). Происходит это вследствие естественной убыли, аварий, а также существуют потери эксплуатационные, которые, в свою очередь представляют следующими типами: 1) количественные (уменьшение количества при сохранении качества); 2) качественные (изменение качества при сохранении количества вследствие компаундирования); 3) качественно – количественные.

Как показали ранее проведенные исследования [1-2], потери могут иметь статический и динамический характер, что определяет их объём.

Статические потери происходят при хранении продуктов, а динамические при операциях приёма-отпуска, перекачки нефти и нефтепродуктов. «Малые дыхания» происходят при срабатывании дыхательного клапана при изменении температуры, плотности продукта или давления в газовом пространстве при изменение термобарических условий хранения углеводородов. «Большое дыхание» происходит при срабатывании дыхательного клапана от изменения давления газового пространства, если изменяется уровень хранимого продукта при операциях приёма нефти и нефтепродуктов.

Выкачивание нефти и нефтепродуктов из резервуара сопровождается всасыванием воздуха, испарение продукта увеличивается, повышается давление в газовом пространстве, при достижении его величины, на которую настроен дыхательный клапан, происходит *«обратный выдох»* [2].

При эксплуатации резервуара значительные потери происходят при «малом» и «большом» выдохе. Для расчёта потерь при эксплуатации резервуара составлены алгоритмы [3]. При расчёте массовых потерь от «малого» дыхания важно определить коэффициенты теплоотдачи резервуара, температуры газового пространства и давления при данных температурах, затем найти среднее массовое содержание паров нефтепродукта в паровоздушной смеси и рассчитать непосредственно массу потерянного продукта.

Большое дыхание происходит при операциях закачки-откачки нефти и нефтепродуктов, поэтому для определения массовых показателей таких потерь расчёт массы производится по данным параметров откачки и закачки. Масса потерянного продукта в данном случае зависит от объёма газового пространства резервуара нефти, а также от абсолютного давления срабатывания клапанов вакуума, установленных на резервуаре.

Значение массы потерь нефти при её хранении, операциях приёма-выдачи определяется через параметры, определяющие характеристику объекта (в данном случае – РВС-5000 м^3), технологическую схему цикличности нагрузки резервуара, данные об окружающей среде. Определяется массовая концентрация с учётом физико-химических свойств продукта, термобарических характеристик окружающей среды в процессе эксплуатации резервуара, цикличности его нагрузки, экспериментально полученных данных о концентрации паров во время выбросов.

При использовании методики расчёта потерь нефти и нефтепродуктов резервуар принят замкнутой системой, в которой рассчитываемые показатели находятся в зависимости (при изменении одних можно рассчитать изменение других). Методика основана на нормативно-технической документации [3]. Рассчитаны потери от «больших»,

«малых» дыханий и от «обратного» выдоха для конкретного резервуара РВС-5000 м^3 за каждый месяц его эксплуатации, а затем и за целый год.

В резервуаре хранится дизельное топливо с плотностью ρ = 860 кг/м^3 в летнее время и ρ = 840 кг/м^3 в зимнее время и вязкостью $\nu = 0{,}88 \cdot 10^{-6}$ м^2/с. Средние потери за месяц от «малых дыханий» рассчитаны за время неподвижного хранения нефти (15 суток в месяц) с учётом коэффициента оборачиваемости резервуара

Необходимые для расчёта характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1

Исходные данные для расчёта потерь дизельного топлива в резервуаре

Объём резервуара, м^3	*5000*
Установка клапана НКДМ-150 на вакуум, Па	*160*
Установка клапана НКДМ-150 на избыточное давление, Па	*1600*
Температура начала кипения дизельного топлива, К	*473*
Давление насыщенных паров по Рейду, кПа	*57*
Диаметр резервуара, м	*15,18*
Высота конуса крышки, м	*0,38*
Производительность закачки Q, м^3/ч	*250*
Диаметр приёмо-раздаточных устройства, мм	*250*

С учетом средних экстремальных температур воздуха по месяцам одного года произведён расчёт потерь от больших и малых дыханий, а также при обратном выдохе.

Результаты расчёта за год эксплуатации резервуара представлены на рисунке 1.

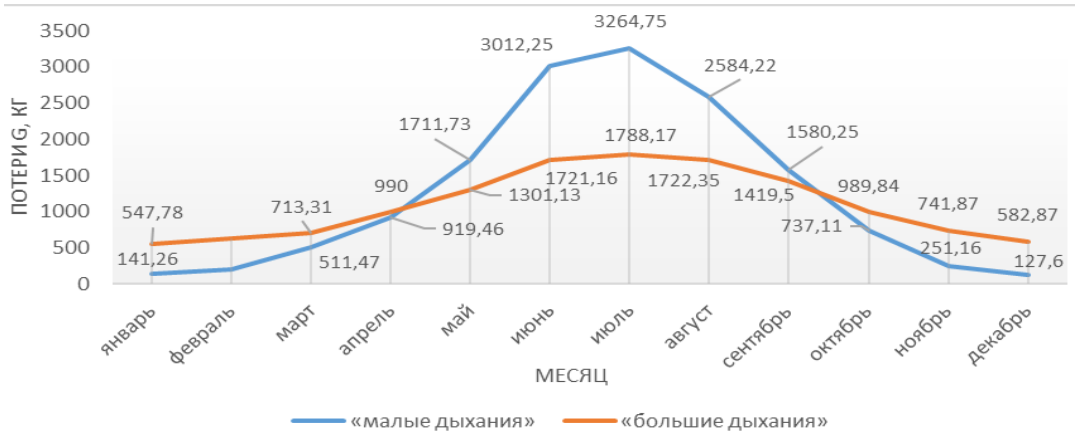


Рис. 1 Потери дизельного топлива за год его хранения в резервуаре типа РВС-5000 м^3

Суммируя потери, найдём, что за весь год дизельного топлива при хранении в резервуаре РВС-5000 м^3 потеряно 28202,13 кг. Средняя оптовая цена дизельного топлива составляет 42 500 руб./т, следовательно, экономические убытки вследствие убыли дизельного топлива при эксплуатации резервуара составляют порядка 1,2 млн руб. Помимо экономического ущерба, при испарении нефтепродуктов наносится ущерб окружающей среде. Необходимость применения одного из методов минимизации потерь нефти при её хранении, отпуске и приёме очевидна.

Обсуждение и заключения. По результатам расчётов можно сделать следующие выводы: потери от «малых» дыханий выше потерь от «больших» дыханий; в зимний период потери нефти от «малых» дыханий практически отсутствуют; максимальные потери происходят в летний период эксплуатации резервуара, что связано с повышенной температурой окружающей среды, которая увеличивает испарение нефтепродукта вследствие теплообмена «окружающая среда – стенка резервуара – газовое пространство резервуара».

Литература

1. Коршак А.А. и Морозова Н.В. Методические основы выбора технических средств сокращения потерь нефти (бензина) от испарения, 2013. – 99 с.
2. Кузнецов Е.В. Методы сокращения потерь светлых нефтепродуктов при проведении технологических операций на нефтебазах. Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2008. – с. 4-20.
3. РД 153-39-019-97. Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации – взамен РД 39-0147103-388-87; введ. 1998-01-01. – Уфа.: ИПТЭР. – 1997. – 19 с.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ, ПУТЕМ СТАБИЛИЗАЦИИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ ОБВЯЗКИ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

Жданова Ю.Ю.
Научный руководитель - доцент Н.В. Чухарева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Перед газовой промышленностью России ставятся различные задачи, которые направлены на обеспечение безопасной эксплуатации трубопроводов, ведь на различных участках газопроводов могут наблюдаться негативные процессы. Одним из таких процессов является перемещение трубопровода в районах со специфическими гидрогеологическими и геологическими условиями, при которых технологические элементы газопроводов взаимодействуют со слабонесущим грунтом. В этом случае система трубопровод-грунт деформируется, изменяется ее напряженно-деформированное состояние, что может привести к авариям и отказам. Данная проблема всегда была и остается в настоящее время актуальной научной и производственной задачей, решением которой является поиск инновационных решений и модернизация существующих методов укрепления грунтов основания.

Одним из определяющих критериев оценки поведения трубопроводов и оборудования является их оценка через изменение напряженно-деформированного состояния, вследствие основных и дополнительных нагрузок на исследуемую систему [1,2]. Особенно ярко выражены изменения напряженно-деформированного состояния (НДС) в болотистой местности и на участках распространения многолетнемерзлых грунтов. Примером таких участков является северная территория Томской области. Возникает необходимость проведения комплекса диагностических работ, позволяющих своевременно предупреждать аварийные ситуации, вследствие изменения НДС, а также необходимость в проведении прогнозной оценки поведения исследуемого объекта. [3, 4].

В ходе эксплуатации компрессорной станции КС1, было выявлено сезонное изменение высотного положения опор технологической трубопроводной обвязки электро-газоперекачивающего агрегата (ТПО ЭГПА), что привело к увеличению механических напряжений в ТПО ЭГПА. Мониторинг напряженно-деформированного состояния объектов проводился с помощью программного продукта инженерного анализа – Ansys.

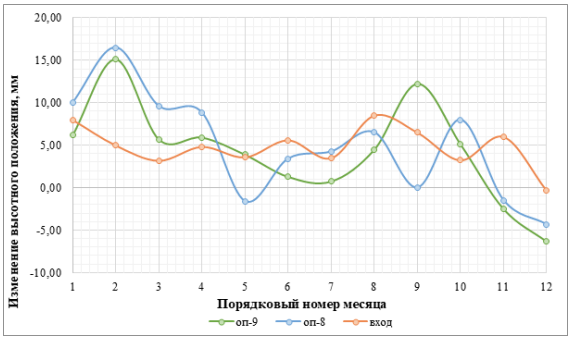


Рис. 1 Среднестатистические значения сезонного изменения высотного положения линии всасывания ТПО ЭГПА

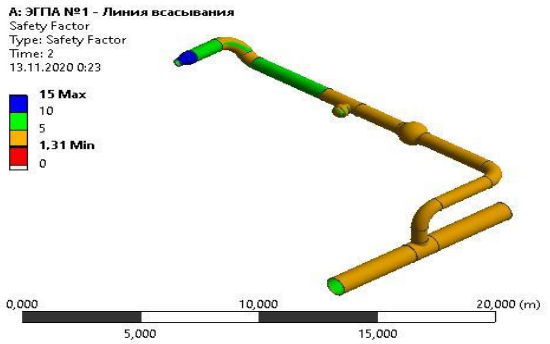


Рис. 2 Распределение коэффициента запаса по пределу текучести линии всасывания ТПО ЭГПА

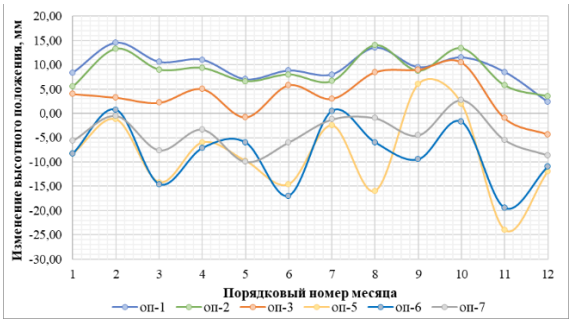


Рис. 3 Среднестатистические значения сезонного изменения высотного положения линии нагнетания ТПО ЭГПА

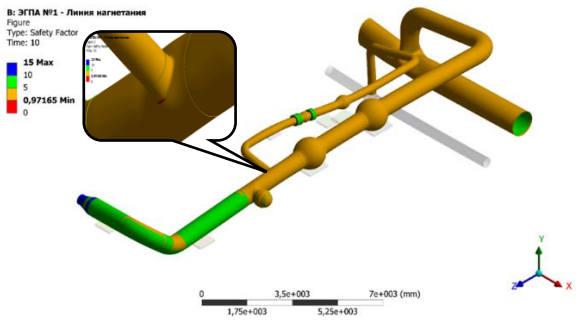


Рис. 4 Распределение коэффициента запаса по пределу текучести линии нагнетания ТПО ЭГПА

В процессе исследования, было проанализировано влияние внешних нагрузок, вследствие сезонных колебаний грунта, на изменение напряженно-деформированного состояния ТПО ЭГПА. Появившиеся, в связи с этим проблемы надежности и безопасности при эксплуатации трубопроводов, могут быть решены путем искусственного закрепления грунта – воздействие на грунт с помощью различных конструктивных и технологических мероприятий, которое повышает его несущую способность и снижает деформации.

Методы и средства стабилизации грунтов

В настоящее время существует множество методов закрепления грунта, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки. Стабилизация грунта включает методы, используемые для превращения рыхлого и нестабильного грунта в более жесткую, консолидированную среду, которая может поддерживать инженерные конструкции, изменять проницаемость, изменять подповерхностный поток или иммобилизовать загрязнение из-за минеральных осадков. Область применения определенного метода закрепления ограничена типом грунта.

Для предотвращения изменения высотного положения опор технологической трубопроводной обвязки газоперекачивающего агрегата с электроприводом, необходимо взамен существующей единичной опоры в виде забивной сборной железобетонной сваи, которая подвержена сезонному пучению использовать 2 винтовые сваи с объединяющим ростверком, которые за счет своей конструкции гарантированно сохраняют проектное положение трубопровода и не требуют воздействия защемляющей способности грунта.

Многолопастная винтовая свая, предназначенная для работы в талых грунтах и вечномерзлых грунтах, состоит из ствола 1 с оголовком 2, одного и более удлинительных стержней 3, соединяемых со стволом 1 и оголовком 2, винтовых лопастей 4 и крепежных элементов (рис. 5). Ствол сваи заканчивается конусным наконечником 5, выполняемым обрезанным под углом 45° к горизонтальной плоскости. Для варианта талых грунтов винтовые лопасти 4 выбираются одного размера, для вечномерзлых – каждая последующая лопасть, выполняется большего диаметра, минимальная длина сваи зависит от длины ее винтовой части и слоя сезонного промерзания/оттаивания и выбирается кратной 0,5 метра. Диаметр лопастей определяется от 1,5D до 3D, где D – диаметр ствола сваи. Диаметр ствола сваи выбирается в пределах от 89 мм до 426 мм.

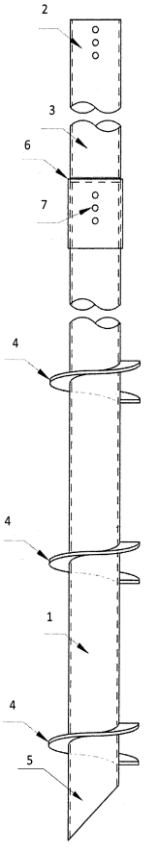


Рис. 5 Схема многолопастной винтовой сваи

Свая предлагаемой конструкции обеспечивает заданное оптимальное значение ее несущей способности для талых и вечномерзлых грунтов, которое рассчитывается по специальной методике, основанной на выявлении и определении ключевых и значимых расчетных параметров (длина сваи, количество лопастей, диаметр ствола, диаметр лопастей, разгиб лопастей, соотношение диаметра ствола и диаметра лопасти, соотношение диаметра лопасти и расстояния между лопастями, соотношение размеров лопастей) и их взаимозависимостей между собой, позволяющих также дополнительно рассчитать предельную несущую способность винтовой сваи, которая ограничивает общую несущую способность.

Несущая способность F_d (т) винтовой сваи грунтах диаметром лопасти d и длиной L, работающей на сжимающую или выдергивающую нагрузку, определяется по следующей формуле:

$$F_d = \gamma_c(F_{d0} + F_{df}) \quad (1)$$

где γ_c - коэффициент условий работы сваи, зависящий от вида нагрузки, действующей на сваю и грунтовых условий; F_{d0} - несущая способность лопасти, тс; F_{df} - несущая способность ствола, тс.

Несущая способность лопасти винтовой сваи определяется по формуле:

$$F_{d0} = (\alpha_1 c_1 + \alpha_1 \gamma_1 h_1)A \quad (2)$$

где α_1, - безразмерный коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетного значения угла внутреннего трения грунта в рабочей зоне (под рабочей зоной понимается прилегающий к лопасти слой грунта толщиной, равной d); c_1 – расчетное значение удельного сцепления грунта в рабочей зоне, т/м^2; γ_1 – осредненное расчетное значение удельного веса грунтов, залегающих выше лопасти сваи, т/м^3; h_1 - глубина залегания лопасти сваи от природного рельефа, м; A - проекция площади лопасти, м^2, считая по наружному диаметру, при работе винтовой сваи на сжимающую нагрузку, и проекция рабочей площади лопасти, т.е. за вычетом площади сечения ствола, при работе винтовой сваи на выдергивающую нагрузку [5].

Определение несущей способности винтовой сваи на сжатие

Согласно инженерно-геологическому разрезу, лопасти винтовой сваи располагаются в ИГЭ-6. Несущая способность лопастей винтовой сваи, согласно формуле 15 СП 24.13330.2010 «Свайные фундаменты» [5], на сжатие равна: $F_{d1-2} = (15 \cdot 4{,}79 + 7 \cdot 1{,}87 \cdot 8{,}5) \cdot 0{,}38 + (15 \cdot 4{,}79 + 7 \cdot 1{,}87 \cdot 6{,}4) \cdot 0{,}3 = 104$тс

Несущая способность грунта основания винтовой сваи, с учетом коэффициента работы, определяемого по таблице 8 СП 24.13330.2010 «Свайные фундаменты» [5], равна: $F_d = 0{,}8 \cdot 104 = 83{,}2$ тс

Максимально допустимая вертикальная сжимающая нагрузка на сваю с учетом коэффициентов, принимаемых согласно п. 3.10 СП 24.13330.2010 «Свайные фундаменты» [5], равна:

$$N \leq \frac{\gamma_0 F_d}{\gamma_n \gamma_k} \quad (3)$$

$$N \leq 1 \cdot 83{,}2 / 1{,}1 \cdot 1{,}4 = 54 \text{ тс}$$

Определение несущей способности винтовой сваи на выдергивание.

Несущая способность лопастей винтовой сваи, на выдергивание (1):

$$F_{d1-2} = (15 \cdot 4{,}79 + 7 \cdot 1{,}87 \cdot 8{,}5) \cdot 0{,}3 + (15 \cdot 4{,}79 + 7 \cdot 1{,}87 \cdot 6{,}4) \cdot 0{,}3 = 90{,}3 \text{ тс}$$

Несущая способность грунта основания сваи, с учетом коэффициента работы (2): $F_d = 0{,}7 \cdot 90{,}3 = 63{,}2$ тс.

Максимально допустимая вертикальная сжимающая нагрузка на сваю с учетом коэффициентов (3):

$$N \leq 1 \cdot 63{,}2 / 1{,}1 \cdot 1{,}4 = 41 \text{ тс}$$

Вывод: Многолопастные винтовые сваи в данных инженерно-геологических условиях, согласно расчету, способны выдержать выдергивающую нагрузку до 41 тс; максимально допустимая вертикальная сжимающая нагрузка равна 54 тс. Полученные значения удовлетворяют требованиям нагрузок, способствуют стабилизации пространственного положения трубопроводов технологической обвязки газоперекачивающих агрегатов с электроприводом, тем самым обеспечивая надежную и бесперебойную работу компрессорной станции.

Литература

1. Жданова М.П., Формирование системы технического диагностирования оборудования и трубопроводов компрессорных станций// Материалы VI Научно-практической конференции молодых ученых и специалистов, том I. - 2013 - С. 237-240
2. Ланчаков, Г.А., Работоспособность трубопроводов. В 3-х ч. Ч. 3. Диагностика и прогнозирование ресурса / Г.А. Ланчаков, Е.Е. Зорин, Ю.И. Пашков, А.И. Степаненко. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 291 с.
3. Найманбаев Ф. Ж, Перспективные методы исследования конструктивной надежности магистральных газопроводов // Материалы VI Научно-практической конференции молодых ученых и специалистов, том I. – 2013. – С. 83-88.
4. Харионовский В.В. Надежность магистральных газопроводов: Становление, развитие и современное состояние//Газовая промышленность – 2019 – №1 – С. 56-68.
5. СП 24.13330.2011 Свайные фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 2.02.03-85.

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ СНИЖЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ В МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

Клочков М.В., Пряжников М.И.
Научный руководитель - доцент А.В. Минаков
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

На современном этапе развития нефтедобывающей промышленности все отчетливее прослеживается тенденция увеличения объемов добываемой нефти, что, в свою очередь, приводит к возникновению проблемы ее бесперебойной транспортировки к местам переработки и сбыта. Кроме этого, ведутся активные разработки новых месторождений, зачастую расположенных в удаленных и труднодоступных регионах. Все это существенно увеличивает расходы на транспортировку добываемого сырья, поэтому предлагаются различные пути разрешения данной проблемы.

В работе исследуется эффективность применения трех различных методов снижения гидравлического сопротивления, среди которых: использование противотурбулентных присадок (далее ПТП), облучение нефти ультразвуковым излучением и применение завихрителей потока среды.

Исследование эффективности противотурбулентных присадок

Как правило, определение эффективности ПТП производится путем опытно-промышленных испытаний на магистральных нефтепроводах. Но ввиду дороговизны подобных испытаний многие нефтяные компании, в целях экономии, производят закупку сразу нескольких опытных образцов ПТП различных производителей и применяют их, ограничиваясь лишь входным контролем. Это, в свою очередь, не позволяет в полной мере достоверно определить эффективность того или иного типа присадки, так как условия оценки (температура, состав нефти) могут постоянно изменяться. Более эффективным способом изучения влияния свойств ПТП являются исследования в лабораторных условиях при помощи специальных установок.

Стенд, разработанный для проведения данных исследований, предназначен, в первую очередь, для исследования ПТП, но может также применяться для оценки снижения гидравлического сопротивления и изучения свойств применяемых присадок и других химических реагентов, таких как депрессорные добавки или ПАВ (поверхностно-активные вещества). Сконструированная установка воспроизводит приближенные к промышленным гидродинамические условия нефтетранспортировки.

Испытательная установка представляет собой замкнутую гидравлическую систему, основанную на принципе действия циркуляционного кольца. В состав установки входит гидробак, откуда осуществляется забор жидкости, разогретой до определенной температуры в паровой бане, посредством шестеренчатого насоса перекачиваемая жидкость попадает в испытательный участок, на котором происходит контроль давления при помощи манометра и съем необходимых показаний. Продвигаясь по линейному участку, жидкость проходит через кориолисовый расходомер, с помощью которого определяется расход. Далее жидкость возвращается обратно в гидробак, откуда снова забирается насосом и направляется на повторный цикл перекачки. При тестировании установки на воде максимальное отклонение между расчетными и экспериментальными значениями изменения давления и числа Рейнольдса составило 5,43%.

В качестве испытуемого образца использовалась нефть, характеризующаяся низким содержанием серы и невысокой плотностью.

Объектом исследования была выбрана антитурбулентная присадка, представляющая собой полимер со сверхвысоким молекулярным весом, диспергированный в органическом носителе. Перед проведением эксперимента в испытуемую нефть была введена антитурбулентная присадка в количестве, установленным техническим паспортом завода-изготовителя.

По результатам опыта делаем вывод, что максимальный эффект присадки наблюдается при нагреве перекачиваемой нефти до 60°С. Его величина составляет 35,6 %, в то время как при 20°С снижение гидравлического сопротивления составляет 19,9 %, а при 40°С 25,9 %.

Ультразвуковая обработка

При воздействии акустических полей на жидкость эффекты химического и физико-химического характера связывают с кавитацией. Как правило, ультразвуковая кавитация сопровождается возникновением полостей пузырьков в ультразвуковом поле во время фазы растяжения, имеющейся в переменном звуковом давлении. В момент фазы сжатия эти полости и пузырьки схлопываются, образуя значительные местные мгновенные давления, достигающие значений 105-110 Н/м^2. Поглощенные веществом ультразвуковые колебания частично переходят в тепловую энергию, частично расходуются на изменение структуры вещества [1,3].

Исследовательские работы проводились с тремя образцами нефти с вязкостью: 26,24 мПа·с, 12,95 мПа·с и 9,98 мПа·с.

Облучение осуществлялось ультразвуковым аппаратом «Волна», мощность ультразвукового воздействия составляла 50% от максимально возможной мощности установки (400 Вт). Контроль изменения вязкости осуществлялся с помощью вискозиметра Брукфильд DV2T.

В ходе ультразвукового воздействия было установлено, что у второго и третьего образцов наблюдается устойчивое увеличение вязкости. В то же время вязкость первого образца снизилась на 5,52 %.

Применение завихрителей потока

Метод, основывающийся на применении трубопроводов с нетрадиционной формой сечения, а также организации управляемых вихревых структур, впервые был предложен австрийским изобретателем Виктором Шаубергером. Завихритель потока представляет собой конструкцию, состоящую из трубчатого корпуса. В устройство корпуса входят 20 симметрично расположенных по периметру желобов. Желоба являются средствами винтовой закрутки потока, симметричного поперечного сечения с осями симметрии выпуклыми наружу.

Принцип работы вихреобразователя следующий: при прохождении потока текучей среды через завихритель происходит перенаправление ее наружных слоев за счет направляющих желобов, которыми сформирована внутренняя поверхность корпуса. Данные желоба задают внешним слоям жидкости продольную и угловую скорости, что впоследствии приводит к вращению потока. Каждая частица среды начинает двигаться по спиралеобразной траектории, за счет этого обеспечивается приобретение каждой частицей среды помимо продольной скорости движения еще и тангенциальной [2].

Для оценки эффективности завихрителя потока среды были построены две модели трубопровода длиной 4 метра. Первая модель состоит из линейного участка длиной 4 метра, диаметром 720 мм. В состав второй модели входят завихритель потока протяженностью 2 метра и линейная часть длинной 2 метра, диаметром 720 мм. Моделирование осуществлялось со следующими параметрами: скорость на входе в трубопровод 1 м/с, плотность перекачиваемой среды 825 кг/м^3, вязкость – 0,01 Па·с. Перепад давлений составил: модель 1 – 74,1 Па, модель 2 – 259,8 Па.

Таким образом, применение завихрителя потока среды при перекачке однофазных жидкостей является не целесообразным.

Заключение

Подводя итоги проделанной работы, можно заключить, что при исследовании эффективности АТП были изучены теоретические основы режима течения жидкости в трубопроводе, механизм действия, состав и свойства АТП. Также была разработана и протестирована испытательная установка, позволяющая оценивать эффективность АТП и проводить сравнительный анализ АТП разных производителей. Подтверждена эффективность присадки, доказана ее высокая эффективность. Наибольшее снижение гидравлического сопротивления составило 35,6 %.

В ходе измерения динамической вязкости различных образцов удалось выявить, что коллоидные частицы нефтяной дисперсной системы под влиянием ультразвукового излучения могут, как уменьшаться, так и увеличиваться. Что может привести к ослаблению или усилению связей между ними. Максимальное снижение вязкости составило 5,52 % (изначальная вязкость образца 26,24 мПа·с), а наибольший рост равен 50,3 % (изначальная вязкость образца 12,95 мПа·с). Исходя из результатов экспериментов, можно заключить, что под воздействием ультразвукового излучения наблюдается как повышение вязкости, так и ее снижение. Выявлено, что для нефтей разного компонентного состава, время, необходимое для достижения максимального положительного эффекта определяется индивидуально.

В результате моделирования процессов, протекающих в трубопроводе, оснащенном завихрителем потока, можно сделать вывод, что при однофазном режиме перекачки, применение завихрителя потока является нецелесообразным. Ввиду того, что перепад давления в трубе с завихрителем потока в 3,5 раза больше чем в трубе традиционного сечения. Тем не менее, данное направление не является бесперспективным, по имеющимся литературным данным применение завихрителей потока наиболее эффективно при перекачке жидкостей в двухфазном режиме. Данное обстоятельство будет исследовано нами в дальнейшем. Таким образом, исходя из анализа эффективности трех различных методов, можно заключить, что наиболее эффективным является способ, основывающийся на применении противотурбулентных присадок.

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования РФ (номер FSRZ-2020-0012).

Литература

1. Верховых, А. А. Обзор работ по воздействию ультразвука на нефтяные системы // Вестник технологического университета. – Казань, 2016. – Т. 19, № 8. – С. 37–42.
2. Иншаков, Р. С. Применение завихрителя потока движущейся среды для снижения гидравлических потерь в трубопроводах // Вестник Евразийской науки. – Москва, 2018. – № 3. – С. 1–10.
3. Федоткин И. М., Гулый И. С. Кавитация, кавитационная техника и технология, их использование в промышленности. Ч.1. Теория, расчеты и конструкции кавитационных аппаратов. – Киев: Полиграфкнига, 1997. – 940 с.

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СТАЛЬНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ КЛАССИФИКАЦИИ

Кнауб И.А.
Научный руководитель – доцент А.Г. Зарубин
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. В настоящее время большое внимание уделяется надежности газотранспортных сетей, эксплуатируемых в различных условиях. В данной работе проведено исследование влияния различных входных параметров газопровода на техническую оценку с помощью методов классового моделирования. Для формирования выборки данных было проведено численное статистическое моделирование, с использованием программного продукта на языке программирования R. В качестве основы была использована методика оценки технического состояния стальных газопроводов, представленная в виде балльной оценки факторов, учитываемых при оценке технического состояния трубопровода, с последующими математическими преобразованиями. Данное моделирование позволило с помощью прогноза определить класс (категорию) газопровода.

Ключевые слова: техническое состояние, трубопровод, оценка, классовое моделирование, трубопроводный транспорт, анализ данных, PLS-DA, R.

Анализ на основе исследования корреляционных связей получил широкое применение для исследований в нефтегазовой отрасли [1], поэтому идеей данной работы является использование данного метода для автоматизации оценки технического состояния газопровода [2].

Целью работы является исследование влияния факторов оценки на категорию газопровода с применением метода проекций на скрытые структуры в сочетании с дискриминационным анализом (PLS-DA).

В соответствии с целью работы были поставлены следующие задачи:

- сформировать матрицу данных для проведения моделирования;
- построить PLS-модель и рассчитать класс точности для каждого класса состояния газопровода.

Для формирования выборки было проведено численное математическое моделирование, результатом которого стала матрица данных из 18 столбцов, один из которых является классом (категорией) газопровода, а оставшиеся 17 – числовыми данными, представленными в виде балльной оценки каждого фактора. Категории трубопровода были заданы следующим образом: «A» – работоспособное, «B» – частично неработоспособное, «C» – неработоспособное, «D» – предельное. Структура данных четырех классов состояния газопровода представлена на рис. 1 и разделена на калибровочный набор (обучающий), представленный данными XCalA, XCalB, XCalC, XCalD, и проверочный набор с данными XVal.

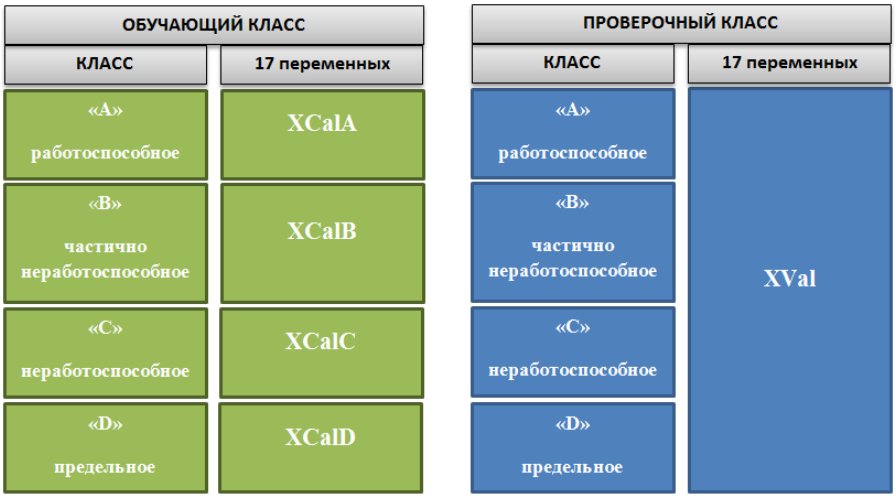


Рис. 1 Структура данных

Для реализации метода PLS-DA был использован программный продукт RStudio [3], который позволяет произвести моделирование и построение различных математических моделей. Так как стандартный набор встроенных пакетов не позволяет произвести необходимый для исследования расчет, после применения метода классового моделирования при помощи библиотек «knitr» [4] и «mixomics» [5] была получена классификационная модель (рис. 2). Также для проверки возможности применения Метода проекций на скрытые структуры и оценки точности определения класса (состояния) газопровода было построено распределение случайной величины по классам.

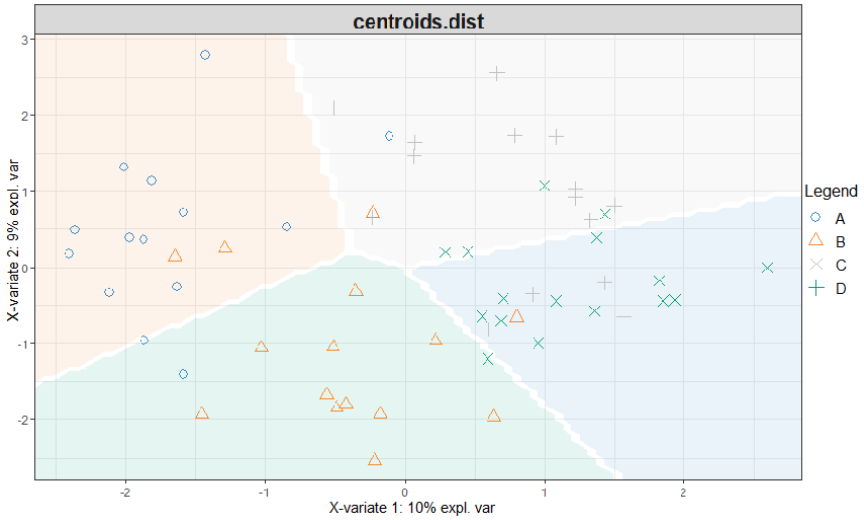


Рис. 2 Классификационная модель для исходных данных PLS-DA методом

Исходя из распределения случайной величины по классам, можно сделать вывод о том, что она может переходить от класса к классу. Возможны ошибки в предсказании класса состояния для газопровода, вследствие чего была проведена оценка точности метода. Оценка точности производилась при помощи ROC-кривой, которая показала, что точность предсказания для классов «A», «B», «C» и «D» составляет 0.98, 0.93, 0.93 и 0.96 %, соответственно (рис. 3).

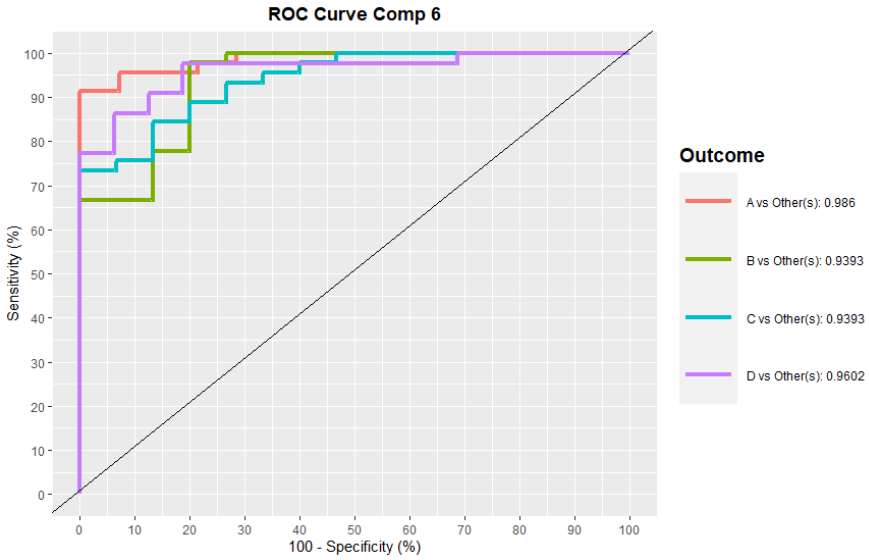


Рис. 3 Оценка точности PLS-DA метода

Метод PLS-DA был применен для четырех классов состояния газопровода. PLS-модель была построена и проверена на точность, которая показала достоверность результатов, получаемых вследствие применения метода PLS. Таким образом, метод PLS-DA позволяет автоматизировать метод оценки технического состояния стального газопровода с достаточно высокой оценкой точности определения класса (категории) газопровода, что позволяет упростить и исключить ошибки при рутинных расчетах.

Литература

1. Аралов О. В. Методология управления качеством сложных технических систем на объектах магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Т. 9. № 6. С. 608–625.
2. Р Газпром 2.11-2016 Методика оценки технического состояния стальных и полиэтиленовых газопроводов.
3. RStudio [Электронный ресурс] URL: https://rstudio.com/ (дата обращения 10.03.2021)
4. Xie Y. et al. A general-purpose package for dynamic report generation in R //R package version. – Т. 1.
5. Rohart F. et al. mixOmics: An R package for 'omics feature selection and multiple data integration //PLoS computational biology. – 2017. – Т. 13. – №. 11. – С. e1005752.

ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ ОБРАЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

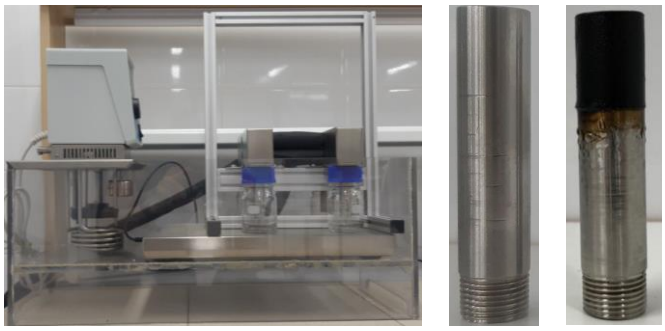
Козлов А.В.
Научный руководитель - доцент П.Ю. Илюшин
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

При добыче или транспортировке углеводородов имеет место возникновение множества различных осложнений. На месторождениях Пермского края (Россия) одним из основных является образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) [4]. При анализе научно-технической литературы можно заметить, что основная направленность данных исследований – изучение механизмов образования, исследование строения и методов борьбы с данными осложнениями. Однако, явление образования органических отложений может быть рассмотрено как положительное, способное снизить затраты на обслуживание линейных нефтепроводов.

При образовании органических отложений на внутренней поверхности лифтовых колонн можно наблюдать следующие положительные явления: увеличение температуры транспортировки нефти, снижение скорости коррозии трубопроводов, увеличение давления в трубопроводах [2]. Увеличение температуры транспортировке нефти возникает ввиду наличия низкого коэффициента теплопроводности органических отложений, а сам процесс их образования влечет за собой снижение гидравлического радиуса трубопровода и увеличение давления в нем. Снижение скорости коррозии материалов нефтепромысловых нефтепроводов происходит ввиду снижения площади контакта пластового флюида и внутренней поверхности нефтепромысловых нефтепроводов. Технология намеренного создания слоя АСПО, его уплотнения и сглаживания называется «контролируемый слой».

Целью данной работы является исследование кинетики образования АСПО, оценка их теплофизических свойств с целью проведения первичной технико-экономической оценки рентабельности внедрения рассматриваемой технологии.

С целью изучения интенсивности образования органических отложений проведены лабораторные исследования на установке «Холодного стержня» CF-4, приведенной на рисунке 1(а). В процессе исследования органические отложения формируются на поверхности «холодных» стержней. По окончанию лабораторных исследований данные стержни отделяются от установки и взвешиваются. Изображения «холодных» стержней до и после проведения исследования приведены на рисунках 1(б) и 1(в) соответсвенно.



а) б) в)

Рис. 1 Установка «Холодного стержня» CF-4 (а), «холодные» стержни до (б) и после (в) проведения лабораторных исследований

Для снижения возможных погрешностей исследования на данной установке проводились на четырех «холодных» стержнях одновременно. Полученные результаты анализировались и в качестве результата принималось среднее значение.

В рамках данных лабораторных исследований так же проводилось определение теплопроводности органических отложений по методике, представленной в работе [1]. Исследования по определению интенсивности парафинообразования проводились в течение 1 часа, 2, 4, 6 часов. Причем при проведении лабораторных исследований длительнее 2 часов проба флюида менялась каждые 2 часа. Замена исследуемого объема флюида проводилась ввиду наличия конечной массы отложений в каждом объеме пробы. Исследования проводились при идентичных условиях, что позволяет рассматривать каждый последующий режим как часть предыдущего. Величина интенсивности образования АСПО определялась по выражению (1).

$$И = \frac{m_{отл}}{m_{нефти}} \cdot 100\% \quad (1)$$

где, $\boldsymbol{m}_{отл}$ – масса образовавшихся отложений, г; $\boldsymbol{m}_{нефти}$ – масса исследуемой пробы нефти, г.

Лабораторные исследования проводились на пробе пластового флюида с площадного объекта «Х». Физико-химические свойства данного пластового флюида следующие. Вязкость флюида при 10 ℃ - 43,77 мПа·с, при 20 ℃ - 22,34 мПа·с. Плотность составляет 889 кг/м^3, температура застывания равна -18,4 ℃. Содержание асфальтенов, смол и парафинов равно 4,39 %, 22,25 % и 4,31 % соответсвенно. Результаты лабораторных исследований приведены на рисунке 2. На данном графике приведена зависимость интенсивности образования АСПО от времени проведения исследования.

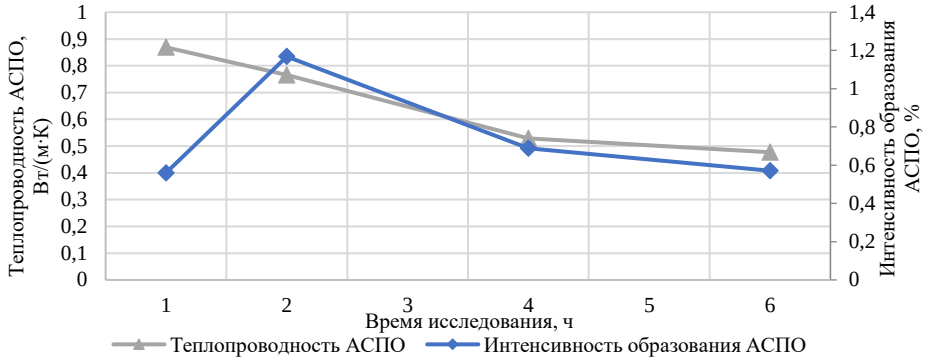


Рис. 2 Результаты лабораторных исследований

Анализируя данный график, можно сделать вывод, что в течение первых двух часов наблюдается рост интенсивности образования АСПО, что может быть объяснено наличием незначительного слоя органических отложений, значительного градиента температуры и концентрации растворенных в нефти парафинов. По прошествии двух часов данная величина резко снижается. Этот процесс может быть связан с формированием достаточной толщины органических отложений и созданием теплоизолирующего слоя, влияющего на кинетику образования дальнейших отложений. Анализируя график изменения теплопроводности, можно отметить, что данная величина имеет устойчивый нисходящий тренд. Данный процесс связан как с уплотнением отложений, так и с процессом «старения» отложений, описанным в работе [3].

На основании лабораторных исследований и моделирования процесса образования органических отложений в гидродинамическом симуляторе «Инженерный симулятор» становится возможным оценка экономической эффективности внедрения рассматриваемой технологии. Данная оценка состоит в сравнении накопленных затрат на проведение промывок углеводородными растворителями и внедрение рассматриваемой технологии. Стоимость проведения промывок складывается из операционных затрат, и, на основании промысловых данных о промывках на целевом трубопроводе, составляет 1 у.е., ежегодное количество промывок – 11 шт. Для использования рассматриваемой технологии необходимым капитальным вложением будет покупка и монтаж установки по удалению излишнего слоя органических отложений, выравниванию и уплотнению существующего слоя АСПО, средневзвешенная стоимость приобретения и монтажа данной установки составляет 32 у.е. При этом операционные затраты неизмеримо малы ввиду отсутствия необходимости приобретения или доставки расходных материалов. Таким образом, на рисунке 3 представлен график изменения накопленных затрат на внедрении рассматриваемой технологии и проведении промывочных мероприятий.

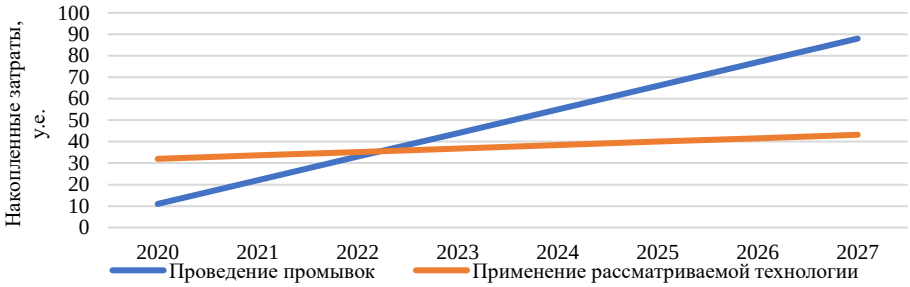


Рис. 3 Результаты лабораторных исследований

На основании проведенных лабораторных исследований можно отметить, что сформированный слой органических отложений обладает хорошими теплоизолирующими свойствами и может быть использован как внутренний теплоизолирующий слой линейного нефтепровода. Применение данной технологии может позволить значительно снизить интенсивность образования органических отложений и повысить температуру транспортировки рассматриваемого флюида. Экономическая оценка внедрения данной технологии показала, что спустя 2,2 года после внедрения, она станет более выгодной, чем проведение промывок. Это объясняется тем, что высокие капитальные затраты на ее внедрение компенсируются низкими операционными затратами.

Литература

1. Оценка теплопроводности АСПО на основе результатов лабораторных исследований / А.В. Козлов, К.А Вяткин // MASTER'S JOURNAL: – 2020. – №1. – С. 69-76.
2. Ревель-Муроз П. А., Гильмутдинов Н. Р., Дмитриев М. Е., Мастобаев Б. Н. Использование асфальтосмолопарафиновых отложений в качестве тепловой и антикоррозионной изоляции нефтепроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2016. – №. 3. – С. 12-16.
3. Fan K., Huang Q., Li S., Zhao D. Wax deposition study in a cold-finger system with model oil // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Nusa Dua, Bali, Indonesia, 2015.
1. Lekomtsev A.V., Kang W., Galkin S.V., Ketova Y.A. Efficiency evaluation of the heat deparafinization of producing well equipped by sub pump with hollow rods // Periodico Tche Quimica. – 2020. – V. 17. – No. 36. – C. 750-765.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМ И МЕТОДОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТЕХНОГЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА

Курасов О.А.
Научный руководитель - профессор П.В. Бурков
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большое количество эксплуатируемых опасных производственных объектов (ОПО) промышленной инфраструктуры трубопроводного транспорта газа (в частности газопроводы и резервуары для хранения смеси природных газов) приближаются к своему первоначальному проектному сроку службы или уже превысили его. Месторождения природного газа по-прежнему производят значительное количество сырья, которое может быть извлечено, если срок эксплуатации этих месторождения будет продлен. Таким образом, объекты этой инфраструктуры рассматриваются с точки зрения их использования сверх запланированного срока службы. Однако, если сосредоточиться на соображениях безопасности, состояние систем, конструкций и элементов может быть неприемлемым для их длительной эксплуатации. Наряду с повышением эксплуатационных характеристик газораспределительных сетей, существенно возросли и требования к их безопасности. Целью данного исследования является обсуждение руководящих принципов оценки и продления ресурса безопасной эксплуатации ОПО для обеспечения технической и эксплуатационной надежности систем трубопроводного транспорта газа, а также определение и описание механизмов, из-за которых происходит снижение физической и функциональной долговечности ОПО, с учетом человеческого, природного и техногенного факторов на всех стадиях жизненного цикла. Закономерности механизмов старения обеспечат основу для продления ресурса безопасной эксплуатации ОПО применительно к объектам газовой промышленности.

Необходимость учитывать аспекты безопасности обусловлена масштабными угрозами пожара, взрыва и загрязнения окружающей среды в условиях объективной невозможности полного устранения разрушения объектов транспорта и хранения углеводородов.

Эксплуатационная эффективность таких объектов должна быть сосредоточена на диагностике технических систем, используя крупнейшие базы данных оценки рисков на промышленных предприятиях. Оценка аварийности в процессе эксплуатации ОПО, в том числе для случаев воздействия специфических нагрузок, в настоящее время является одной из актуальных задач обеспечения безопасной эксплуатации объектов газовой промышленности, необходимых для прогнозирования ресурса по результатам наблюдений за их состоянием в процессе эксплуатации.

Перспективные газотранспортные системы (ГТС) отличает использование прогрессивных и в то же время сложных конструкторских и технологических решений. Использование в конструкциях новых высокопрочных материалов обеспечивает возможность их работы в условиях высоких уровней статических, циклических и динамических нагрузок, широких диапазонов температур и воздействий агрессивных сред.

Процессы старения и деградации, происходящие в конструкционных материалах и элементах газопроводов (коррозия, эрозия, распространение трещин и т.д.), приводят к развитию различных геометрических дефектов, влияющих на общие характеристики работоспособности эксплуатируемых и перспективных объектов систем трубопроводного транспорта углеводородов. В связи с этим возникает необходимость получения информации о размерах таких дефектов и их состояниях на каждом из временных этапов. Смоделированные в научных лабораториях данные, отражающие закономерности развития и «поведение» процессов деформирования и разрушения металлов, являются основой для безопасного определения остаточного ресурса и времени на техническое освидетельствование или ликвидацию аварийных последствий чрезвычайных ситуаций.

Основной задачей технической диагностики и мониторинга состояния объектов ГТС, испытывающих постоянные природно-климатические и эксплуатационные нагрузки, является своевременная оценка технического состояния объектов газификации при их функционировании в пределах заданных проектных режимов работы и параметров. Результаты контроля и испытаний служат основой для оценки остаточного ресурса трубопровода и резервуара, а также выбора наиболее эффективного типа технического обслуживания и ремонта. В соответствии с принципом упреждающего технического обслуживания ОПО, категория «условных предельных состояний», – переходов от исходных штатных к предельным состояниям, – может охватывать условия, реализация которых не обязательно требует использования по прямому назначению или вывода из эксплуатации элементов ГТС. Эти состояния служат «уровнями», которые запускают ряд мероприятий, направленных либо на техническое перевооружение эксплуатируемых объектов ГТС, либо на поддержание их технического состояния и целостности.

Комплексные подходы по нормированию и управлению функционированием объектов ГТС направлены на оптимизацию этих «уровней» путем изучения вероятностей достижения предельных состояний несущих элементов рассматриваемых объектов [2]. Оценка вероятности возникновения отказов и аварийных ситуаций является ключом к обеспечению безопасности, прочности и ресурса объектов ГТС. Определение оставшегося времени достижения объектом определенного критического или предельного состояния позволяет оптимизировать временные и стоимостные затраты на обслуживание и ремонт ГТС, не создавая необоснованных рисков нарушения их целостности, и принимать обоснованные управленческие решения о выборе критериев критического или предельного состояния (отказ, авария или катастрофа) для проектных, запроектных и гипотетических ситуаций.

Большинство аварийных ситуаций, связанных с разрушением несущих конструкций, являются результатом человеческих ошибок при проектировании, строительстве и эксплуатации производственных объектов нефтегазового комплекса. Эти ошибки формируют внутренний (объектный) риск аварии, уровень которого влияет не только на срок службы (ресурс) объекта, но и на масштаб повреждений в случае аварии. Проектирование и строительство ОПО на

безопасном расстоянии от объектов, где присутствуют люди, являются наилучшими мерами защиты населения от катастрофических последствий.

Вероятность человеческой ошибки также должна быть включена в оценку рисков и учитываться на различных этапах функционирования ОПО в течение всего их жизненного цикла. Кроме того, оценка риска, связанного с частотой человеческих ошибок, должна включать сценарии, в которых происходит изменение в распределениях вероятностей несущей способности и внешних нагрузок, а также в предельных состояниях конструкций из-за большого числа вероятностей возникновения внештатных ситуаций.

Анализ риска аварий представляет собой инструмент для количественной оценки ущерба и планирования мероприятий по защите подвергшихся воздействию работников и людей в прилегающих районах. Определение уязвимой зоны потенциального ущерба посредством сравнительной характеристики известных уровней воздействия позволит оценить отдельные показатели защищенности, риска и безопасности по параметрам прочности и ресурса, которые зависят от эволюции сценариев развития неблагоприятных ситуаций. Стоит отметить, что для управления рисками в чрезвычайных ситуациях и для решения проблем промышленной безопасности необходимо рассматривать только случайные события с высокой вероятностью их возникновения, но первоочередным, однако, является количественное определение приемлемых показателей безопасности, риска и защищенности [1].

Риски $R(\tau)$, сформированные на определенной стадии жизненного цикла τ, оцениваются в соответствии с вероятностью $P(\tau)$ отказов, аварийных или катастрофических ситуаций и ущербам $U(\tau)$ как

$$R(\tau) = P(\tau) \cdot U(\tau). \quad (1)$$

Функция риска лучше всего подходит для оценки безопасности оборудования, поскольку она содержит оценки потенциальных потерь. Ущерб $U(\tau)$ ОПО, как правило, рассчитывается исходя из спектра выполняемых работ, поэтому следует использовать универсальный метод сравнительной оценки риска на каждом из этапов жизненного цикла оборудования.

Обеспечение требуемого уровня технической и эксплуатационной надежности систем трубопроводного транспорта газа может быть достигнуто путем анализа чрезвычайных ситуаций. При работе технических систем аварийная ситуация является проявлением технологических опасностей. В целом, случаи несчастных ситуаций и происшествий должны быть исследованы на предмет травм и бедствий различных масштабов, произошедших в течение определенного периода во время эксплуатации объектов промышленной инфраструктуры. Наиболее эффективный способ снижения уровня риска для каждого объекта – использование промышленных стратегий управления безопасностью, где рассматриваются численные критерии «приемлемости риска», зависящие от эффективности технологического процесса. Анализ аварий является эмпирической основой для принятия техногенных мер безопасности при количественной оценке рисков.

Приемлемые риски $[R(\tau)]$, основанные на изучении критических отказов, инцидентов и катастроф, распределяются в соответствии с наиболее серьезными, жизненно важными параметрами $P_k(\tau)$, $U_k(\tau)$, $R_k(\tau)$, с запасом риска n_R ($n_R \geq 1$)

$$[R(\tau)] = \frac{R_к(\tau)}{n_R} = \frac{P_к(\tau) \cdot U_к(\tau)}{n_R}. \quad (2)$$

Определение количественного значения приемлемого риска касается, главным образом, установления приоритетов в деятельности, позволяющей наиболее эффективно повышать безопасность, а не принципов, формирующих представление о целях безопасности, которые в конечном итоге должны быть достигнуты.

Обеспечение безопасности с помощью функции риска должно удовлетворять следующему условию:

$$S(\tau) > 0 \text{ при } R(\tau) \leq [R(\tau)]. \quad (3)$$

Сложность в реализации условия (3) заключается в необходимости вероятностных моделей прогнозируемых нагрузок, напряжений и прочности отдельных компонентов системы. Кроме того, необходимо установить приемлемую норму риска $[R(\tau)]$, что может быть очень проблематичным в настоящее время из-за отсутствия достаточной статистики потерь.

Современные оценки рисков и продления сроков безопасной эксплуатации ОПО отражают новый подход в управлении их работоспособности. Это может быть достигнуто путем научно обоснованного использования подходов линейной и нелинейной механики деформаций и разрушений, анализа рисков, обоснования безопасной эксплуатации ОПО и предотвращения аварий на них [3]. Базовый комплекс стандартов прочности, ресурса и безопасности объектов хранения и транспорта природного газа должен включать последовательное выполнение этих соотношений с учетом структурных, технологических и эксплуатационных параметров.

Литература

1. Makhutov N. A., Abrosimov N. V., Gadenin M. M. Provision of safety-the priority in the sphere of fundamental and applied research //Ekonomicheskie i Sotsialnye Peremeny. – 2013. – №. 27. – С. 39.
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., Гаденин М.М., Печеркин А.С., Красных Б.А Расчетно-экспериментальные подходы к анализу и обеспечению ресурса и срока безопасной эксплуатации промышленных объектов// Безопасность труда в промышленности. — 2020. — № 1. — С. 7-15. DOI: 10.24000/0409-2961-2020-1-7-15

ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УДАРА В НЕФТЕПРОВОДЕ

Луценко М.Е.
Научный руководитель - профессор П.В. Бурков
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидравлический удар в нефтепроводе – это явление резкого возрастания давления перекачиваемой жидкости в нефтепроводе, вызванное быстрым изменением скорости потока этого продукта за малый отрезок времени.

В случае столь стремительного изменения скорости потока в системе, сам нефтепровод, запорная арматура и ее составные элементы подвергаются воздействию сверхнормативного давления жидкости, что при длительной эксплуатации приводит к выведению из строя элементов магистрального нефтепровода.

Факторы, влияющие на величину избыточного давления:

1) Степень сжимаемости жидкости;
2) Скорость потока жидкости до изменения параметров течения;
3) Время гидравлического удара.

Жесткость стали, которая используется для изготовления нефтепровода, также является значительным фактором при определении силы гидравлического удара. Энергия потока перекачиваемого продукта не имеет возможности быстрого преобразования в потенциальную энергию деформации нефтепровода или же сжатия перекачиваемой среды, отсюда следует быстрое изменения давления в месте расширения или сужения (преграды) и возникновению ударной волны. Давление в нефтепроводе напрямую воздействует на напряжения, возникающие в стенках нефтепровода, поэтому при достижении сверхнормативных значений давления и напряжения нефтепровод может потерять свою целостность.

В качестве объекта исследования выбран нефтепровод с наружным диаметром DH = 1020 мм, длиной 12 м из стали 09Г2С. Производительность нефтепровода и рабочее давление были подобраны в соответствии с [3]. Для каждого давления с шагом 0,1 МПа был произведен расчет толщины стенки нефтепровода в соответствии с [4].

$$\delta = \frac{n \times p \times DH}{2 \times (R1 + n \times p)}, \text{ где}$$

n – коэффициент надежности по внутреннему рабочему давлению в трубопроводе. В соответствии с [4] для данного нефтепровода n = 1,15; p – рабочее давление; DH – наружный диаметр трубы; R1 – расчетное сопротивление растяжению.

$$R1 = \frac{R1H \times m}{k1 \times kH}, \text{ где}$$

R1H – нормативные сопротивления растяжению металла труб и сварных соединений. R1H = 470 МПа для стали 09Г2С в соответствии с [1]; m – коэффициент условий работы трубопровода. В соответствии с [4] m = 0,99; k1 – коэффициент надежности по материалу. Для выбранного нефтепровода k1 = 1,34; kH – коэффициент надежности по ответственности трубопровода. Для выбранного нефтепровода kH = 1,1.

Для компенсации коррозионного повреждения и неравномерности проката трубы толщина стенки в каждом случае была увеличена в среднем на 3 мм, при этом величина толщины стенки нефтепровода будет больше 12 мм, что удовлетворяет условию, указанном в [4].

Для вычисления повышения давления при гидроударе использована формула Н.Е. Жуковского:

$$\Delta p = \rho \times c \times \Delta v, \text{ где}$$

ρ – плотность жидкости, кг/м^3. Принимаем плотность нефти ρ = 850 кг/м^3; c – скорость фронта ударной волны, м/с; Δv – изменение скорости жидкости при гидравлическом ударе, м/с.

$$c = \frac{\sqrt{E0 \times \rho}}{\sqrt{1 + \frac{E0 \times d}{E \times \delta}}}, \text{ где}$$

E0 – модуль упругости жидкости. Для нефти E0 = 1350 МПа; d – внутренний диаметр трубы; E – модуль упругости материала стенок трубы. Для стали E = 2×10^5 МПа.

$$\Delta v = \frac{4 \times Q}{\pi \times d^2}$$

С помощью табличного редактора MS Excel рассчитаем величину гидравлического удара при различных значениях рабочего давления и производительности нефтепровода с DH = 1020 мм, перекачивающего нефть с плотностью ρ = 850 кг/м^3.

Таблица 1

Основные параметры гидравлического удара при текущих параметрах нефтепровода

Рабочее давление (МПа)	Производительность нефтепровода (млн. т./год)	Толщина стенки нефтепровода (мм)	Изменение скорости потока жидкости (м/с)	Величина перепада давления при гидроударе (МПа)
5,3	23	13	0,94	0,7
5,4	28	13	1,14	0,85
5,5	33	13	1,35	1
5,6	38	13	1,55	1,15
5,7	43	14	1,76	1,32
5,8	48	14	1,97	1,47
5,9	53	14	2,17	1,63

Моделирование производилось в системе автоматизированного проектирования SolidWorks 2020.

Для моделирования гидравлического удара были последовательно проведены следующие этапы: создана модель трубопровода с заданными параметрами, торцы трубы неподвижно зафиксированы, приложено давление во внутреннюю полость трубы и проведено исследование напряженно-деформированного состояния нефтепровода.

Параметры напряженно-деформированного состояния были рассчитаны для давлений 5,3-5,9 МПа с шагом 0,1 МПа. Сравнение возникающих в нефтепроводе напряжений с нормативными позволяет дать оценку надежности нефтепровода при возникновении гидравлического удара, что может найти отражение при строительстве новых линий магистральных нефтепроводов для обеспечения безопасности при его длительной эксплуатации, что является приоритетным направлений для всех компаний, обеспечивающих транспортировку нефти и нефтепродуктов. При оценке рисков возникновения гидравлического удара в нефтепроводе необходимо учитывать не только режим перекачки продукта, но и характеристики труб, применяемых при строительстве нефтепроводов.

Таблица 2

Параметры напряженно-деформированного состояния нефтепровода при различных режимах перекачки

Рабочее давление (МПа)	MAX эквивалентное напряжение по Мизесу (МПа)	MAX продольное напряжение (МПа)	MAX кольцевое напряжение (МПа)	MIN коэффициент запаса прочности
5,3	260,9	262,4	134,9	1,341
5,4	271,8	273,4	140,8	1,288
5,5	282,7	284,4	146,4	1,238
5,6	293,6	295,3	151,9	1,192
5,7	263,0	284,2	150,5	1,331
5,8	329,4	288,0	149,1	1,063
5,9	341,2	298,3	154,5	1,026

Из полученных результатов были сделаны следующие выводы:

- избыточное давление при гидравлическом ударе в первую очередь зависит от параметров транспортируемой жидкости и скорости ее течения по трубопроводу;
- для нефтепровода DH = 1020 мм при нормативных показателях перекачки рабочей среды только рабочее давление p = 5,3 МПа удовлетворяет условию надежности нефтепровода (k1>1,34) и не требует использования более жестких материалов или утолщения стенки трубы, в остальных случаях нефтепровод не удовлетворяет условию надежности;
- при стандартных условиях течения нефти по трубопроводу с нормированными показателями производительности, рабочего давления и механических характеристик трубопровода обеспечивается защита от возникновения пластической деформации при гидравлическом ударе, однако его возникновение оказывает негативное влияние на состояние трубопровода, запорной арматуры и ее элементов;
- существует такой набор параметров и характеристик нефтепровода, перекачиваемого продукта и режима перекачки, при котором в соблюдении вышеперечисленной нормативной документации не выполняется условие надежности и условие прочности нефтепровода при гидравлическом ударе, что может привести к аварийной ситуации на участке магистрального нефтепровода, для чего требуется установка на участке нефтепровода средств защиты от гидравлического удара, таких как предохранительные клапаны, система сглаживания волн давления и т.д.

Литература

1. ГОСТ 32678 – 2014 Трубы стальные бесшовные и сварные холоднодеформированные общего назначения. Технические условия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200114192
2. Лурье М.В. Теоретические основы трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебник. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017. – 477с.: ил.
3. РД 153 – 39.4 – 113 – 01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200032108
4. СП.36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06 – 85* (с Изменениями N 1, 2) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200103173

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И АНАЛИЗ СОСУДА ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ С ИСПОЛЗОВАНИЕМ СТАНДАРТА ASME И МЕТОДА КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Мандлате Р.В.Ф.
Научный руководитель - профессор П.В. Бурков
Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

Сосуд высокого давления – это контейнер с перепадом давления внутри и давление окружающего среда. В сосуде создается высокое давление, для этого он должен выдерживать несколько сил, возникающих из-за внутреннего давления, поэтому его выбор является наиболее важным. В нефтегазовой отрасли используются для ведения химических и тепловых процессов, а также для хранения и транспортировки сжатых, сжиженных и растворённых газов и жидкостей под давлением. В целях безопасности на международном уровне эти сосуды разработаны в соответствии со американской стандартам ASME (Американское общество инженеров-механиков). Срок службы сосуда при циклической эксплуатации зависит от количества циклов, которым оно подвергается. Кривые усталостной долговечности, используемые в соответствии с ASME VIII раздел 2 для расчета допустимого жизненного цикла сосуда, основаны на большом коэффициенте безопасности по сравнению с фактическими кривыми жизненного цикла. Используем этот метод усталости для расчета допустимого количества рабочих циклов с коэффициентом безопасности, а не для прогнозирования срока службы сосуда, который обычно будет больше.

Целью данной работе является анализ усталости модели сосуда высокого давления для оценки повреждений, вызванных повторяющимися стрессовыми событиями. Проектирование сосуда высокого давления и расчет значения напряжения и деформации при изменении давления и температуры, а также оценка количества циклов в соответствии со стандартом ASME.

Построение 3D-модели сетки и анализ выполняются с помощью программного обеспечения *Solidworks 2017*. Проектные характеристики данного сосуда, следующие:

- Внутренний диаметр – 5000 мм;
- Длина корпуса – 10000 мм;
- Толщина стенки – 25 мм;
- Рабочая температура – 110 К;
- Внутреннее рабочее давление – 2,5 МПа;
- Материал – легированная сталь; предел текучести: 620 МПа.

Модель конечных элементов основана на 3D-модели САПР, состоящей из корпуса, конечных тарелок, сопел, выступов и опор седел. Модель представляет собой сетку с размером элементов 30 мм, общее количество элементов 143 940.

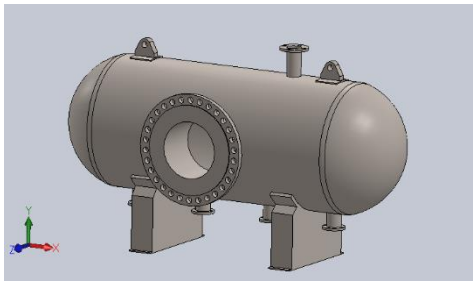


Рис. 1. 3D-модель сосуда

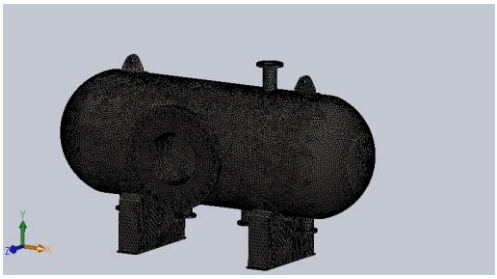


Рис. 2. Конечно-элементная сетка

Анализ проводился для внутреннего рабочего давления 2,5 МПа и температуры 110К.

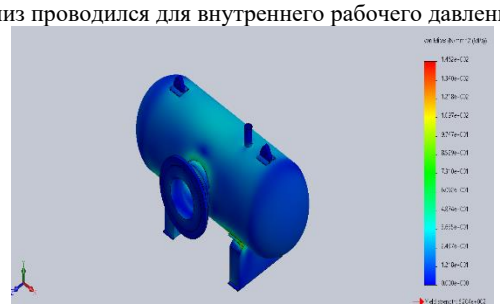


Рис. 3. Напряжения по Мизесу – 146,2 МПа

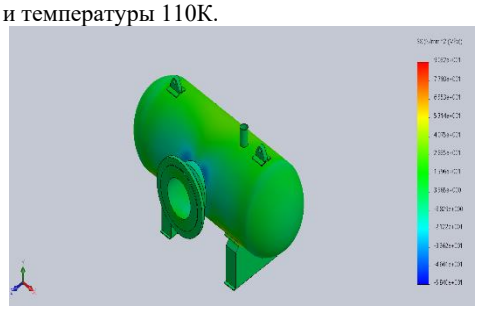


Рис. 4. Напряжения по оси X Sx – 90,32 МПа

Расчет усталостной долговечности в соответствии с ASME VIII, раздел 2, часть 5

По расчетным данным (режим циклического давления от 0 МПа до 2,5 МПа) расчетное количество циклов составляет 1 x10^8. Согласно пункту 5.5.3.2 (ASME VIII, раздел 2, часть 5, пункт 5.5.3.2) эффективная амплитуда переменного напряжения для k-го цикла.

$$S_{alt,\,k} = \frac{K_f \cdot K_{e,k} \cdot \Delta S_{p,k}}{2} \quad (1)$$

Где: $\Delta S_{P,\,k}$ = 146,2 МРа;

K_f = усталостный коэффициент снижения прочности = 1,2 (ASME VIII, раздел 2, Таблица 5.11 [1]);

$K_{e,k}$ = коэффициент штрафа за усталость = 1 ($\Delta S_{n,k} < \Delta S_{PS}$; т.е. 146,2 < 500МПа) [1]

Решив (1), получаем $S_{alt,\,k}$ = 87,72МПа.

Для расчета количества циклов ряда конструктивных циклов, N, может быть вычислена через таблицу 3.F.10 [1] по амплитуде напряжении $S_{alt,\,k}$:

$$N = 10^{X} \quad (2)$$

Таблица 1

Результаты расчетных параметров напряжения [1]

Расчет усталостной долговечности в соответствии с ASME VIII, раздел 2, часть 5	
Амплитуд переменного напряжения – $S_{alt,\,k}$	87,7 МПа
Первичное мембранное напряжение – S	26,2 МПа
Напряжение повышенного амплитуда –Sa	43,3 МПа

Тогда по кодексе, X= 9,83.

Расчетное допустимое количество рабочих циклов $N=10^{9,83} = 6{,}76 \cdot 10^{9}$ циклов.

Коэффициент усталостного повреждения $D_{f,k} = n_k/N_k = 0{,}00015 \leq 1$. Этот коэффициент намного меньше единицы т.е. конструкция безопасная.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ усталости проводился для всего оборудования для заданных циклов регенерации, и выяснилось, что усталостный ресурс превышает требуемые циклы. Соответственно, можно сделать вывод, что все точки оценки усталости находятся в допустимых пределах, т.е. меньше предел текучести (620 МПа), указанных в кодексе. Наблюдаемая максимальная доля усталостных повреждений $D_{f,k}$ =0,015 ≤ 1, как того требуют нормы. Наибольшее значение напряжения было 146,2 МПа получено вокруг сопла, где происходит взаимодействие между оболочкой и соплом, которые крепятся к сосуду. Расчет определит безопасность конструкции сосуда до изготовления, тем самым значительно сокращая время производства, предотвращая вероятность несчастных случаев со смертельным исходом за счет анализа усталости. Изменения в конструкции для повышения прочности стали проще благодаря предоставлению информации об участках сосуда, требующих геометрических изменений.

Литература

1. A. S. M. E., Boiler and Pressure Vessel Code. "Section VIII division 2." *Rules for construction of pressure vessels, Appendix* 1 (2010).
2. Deepak, Mr Ravi Krishnamoorthy Naman Shukla, and Taneja Sunny Bhardwaj. "A Methodolgy of Fatigue Analysis of Pressure Vessels by FEA." *International Journal of Theoretical and Applied Mechanics* 12.4 (2017): 769-783p.
3. Kadarno, P., et al. "Fatigue Evaluation of Pressure Vessel using Finite Element Analysis based on ASME BPVC Sec. VIII Division 2." *Journal of Physics: Conference Series*. Vol. 1198. No. 4. IOP Publishing, 2019.
4. Lin, Guo-Qing, and Mao-Ting Wang. "Stress Analysis and Fatigue Analysis of Pressure Vessel Opening Tubing Based on ANSYS Software [J]." *Light Industry Machinery* 2 (2011).
5. Niranjana, S. J., Smit Vishal Patel, and Ankur Kumar Dubey. "Design and Analysis of Vertical Pressure Vessel using ASME Code and FEA Technique." *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. Vol. 376. No. 1. IOP Publishing, 2018.
6. Xiao, Na, et al. "High cycle fatigue behavior of a low carbon alloy steel: The influence of vacuum carburizing treatment." *Engineering Failure Analysis* 109 (2020): 104215.

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ ИДЕНТИФИКАЦИИ УГРОЗ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С КОРРОЗИОННЫМИ ДЕФЕКТАМИ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Нечаев Д.А.

Научный руководитель - профессор Л.А. Строкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современный уровень развития магистрального транспорта углеводородов на территории Сибирского и Дальневосточного федеральных округов требует решения производственных задач, связанных с надежностью и долговечностью объектов транспорта, трассы которых находятся в зонах сложных геологических процессов. К наиболее опасным из них относят карст – процесс, представляющий собой совокупность геологических, гидрогеологических и техногенных процессов, обусловленный растворением пород с дальнейшим изменением структуры и, как следствие, образованием полостей, трещин и пустот, которые, в конечном итоге, приводят к деформации сооружений и объектов транспорта углеводородов. Системы трубопроводов, трассы которых пролегают через такие зоны, наиболее подвержены риску возникновения нежелательных деформаций, которые могут привести к потере герметичности стенки и, как следствие, аварийным ситуациям.

Стоит отметить, что, несмотря на внешние нагрузки, обусловленные геологическим строением пород, в которых находится объект магистрального транспорта углеводородов, трубопроводы подвергаются и внутренним нагрузкам, которые зависят в основном от свойств материала труб, транспортируемого продукта, а также коррозионных процессов, возникающих в стенке трубопровода. При этом, последний из перечисленных факторов внутренних нагрузок вносит наибольший вклад в развитие деформации тела трубопровода и представляет наибольшую опасность.

Таким образом, возникает потребность в разработке алгоритма контроля состояния магистральных трубопроводов, находящихся в сложных геологических условиях, с учетом внутренних нагрузок, возникающих во время эксплуатации объекта. Необходимость создания такого алгоритма идентификации опасных участков подтверждается требованиями, указанными в ряде нормативно-технических документов [2-3]. Определяя риски, источником которых являются как геотехнические процессы (внешние нагрузки), коррозионные процессы в стенке трубопровода, учитывая свойства материала трубы и транспортируемого продукта (внутренние нагрузки), возможно определить комплексно напряженно-деформированное состояние трубопровода.

В качестве определения геотехнических рисков на протяжении всей трассы трубопровода используются данные инженерных изысканий с учетом следующих основных показателей:

- структурно-тектонические – пересечение трассы с лениаментами;
- гидрогеологические – глубина грунтовых вод, агрессивность вод;
- геоморфологическое строение - удаленность от речной сети
- геология – наличие пород, предрасположенных к развитию карста;
- геофизические показатели - разуплотненные зоны.

Учитывая развитие соответствующего показателя на участках трассы и определяя его границы, получаем районирование трассы трубопровода по степени опасности развития карстовых процессов [4].

Определение рисков, инициатором которых является коррозионные процессы в трубопроводе, производится на этапе диагностики различными методами: пропуск внутритрубных инспекционных снарядов, проведение визуального осмотра тела трубы шурфованием, использование ультразвуковой толщинометрии, косвенные методы определения потерь металла стенки трубопровода при помощи датчиков скорости коррозии. Результатом такого диагностирования является набор данных, показывающий потери металла на участках трубопровода.

Первоначально, при получении данных диагностирования о дефектах в стенке трубопровода, необходимо оценить опасность дефекта коррозии под напряжением по геометрическим параметрам по критерию надежности. Далее, используя результаты моделирования для участков трубопровода, с дефектами стенки, не удовлетворяющие критерию надежности и геометрическим параметрам (в основном определяющий параметр в таких случаях – глубина трещины), определяются напряжения, возникающие в области трещины. Данный метод определения значений напряжений позволяет прогнозировать изменения наиболее точно, по сравнению с другими аналитическими методами, отражает реальную картину напряженно-деформированного состояния. Таким образом, получая значения напряжение в фронте распространения трещины, выполняем расчет эквивалентного напряжения и сравниваем их, в соответствии с четвертой теорией прочности, со значением предела прочности материала трубопровода. Если эквивалентные напряжения не превышают допустимых значений, следовательно, не наблюдается пластическая деформация в стенке трубопровода и условие прочности выполняется. Если условие прочности не выполняется, необходимо проверить данный участок по теории надежности, сравнивая проектный и фактический коэффициенты запаса прочности, для расчета которых так же используются данные напряжений моделирования коррозионной трещины. Методика комплексной оценки представлена на рисунке 1.

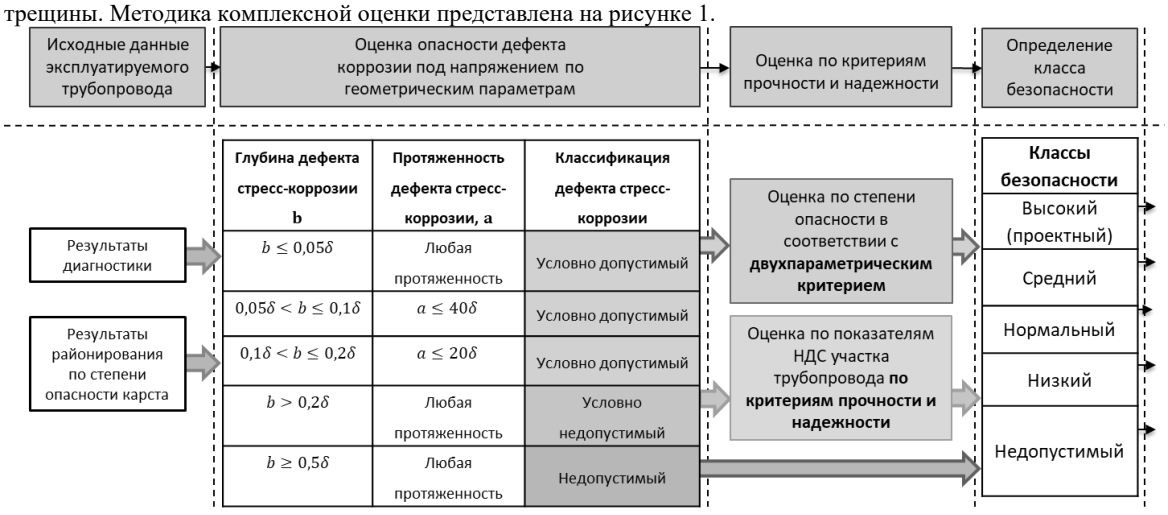


Рис. 1 Методика комплексной оценки участков трубопроводов с коррозионным дефектом в сложных геологических условиях

Таким образом, данная методика комплексной оценки позволяет классифицировать дефекты исходя из геометрии дефекта, что позволяет сократить объемы исследований и определить наименее опасные дефекты и самые опасные (к опасным относят дефекты глубиной 50 % и более от толщины стенки трубопровода), требующие незамедлительного ремонта.

В рамках методики проведено исследование напряженно-деформированного состояния участка трубопровода с моделью стресс-коррозионной трещины на реальном действующем производственном объекте – межпромысловом газопроводе Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения, республика Саха (Якутия), с условным диаметром 1200 мм и протяженностью 36183 м. В результате получены значения напряжений, максимально приближенные к реальным, что подтверждают расчеты по уже существующим нормативным документам [3,5-6].

Таким образом, результаты комплексной оценки по разработанной методике дают более точные показания класса безопасности и соответственно конкретные технические решения для участка трубопровода с коррозионными повреждениями стенки, находящегося в геологических условиях, подверженных риску возникновения карста, по сравнению с используемыми в настоящее время методиками отраслевых стандартов и стандартов. Поэтому, применение такой методики позволяет дать оценку и необходимые технические решения по дальнейшей эксплуатации объекта с возможностью прогнозирования работы трубопроводных систем со стороны эксплуатирующей организации.

Литература

1. Реутских Н. В., Бережной М. А., Дуденко И. А. Геотехнический мониторинг для магистральных трубопроводов в различных типах многолетнемерзлых пород //Научный журнал Российского газового общества. – 2016. – №. 2. – С. 22-26.
2. СП 116.13330.2012 «Инженерная защита территории от опасных геологических процессов».
3. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*» (с Изменениями N 1, 2).
4. Строкова Л. А., Ежкова А. В., Леонова А. В. Применение линеаментного анализа для оценки карстоопасности при проектировании магистрального газопровода в Южной Якутии //Известия Томского политехнического университета. – 2020. – Т. 331. – №. 11. – С. 117-126.
5. СТО ГАЗПРОМ 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2007.
6. СТО ГАЗПРОМ 2-2.3-173-2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионным растрескиванием под напряжением. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2008.

ПРИМЕНЕНИЕ КРИОГЕЛЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ГРУНТОВ ПРИ СООРУЖЕНИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Никулин Е.В.
Научный руководитель − профессор П.В. Бурков
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сооружение магистральных трубопроводов в районах России (Арктика, Дальний Восток [5, 6]) с вечномерзлыми грунтами является экономически затратным процессом. Это связано, прежде всего, со сложными инженерно-геологическими условиями данной территории, которые влияют на надежность работы трубопровода. Здесь можно отметить морозные пучения, сезонные оттаивание и замерзание грунта, солифлюкцию и другие процессы, которые приводят к просадке грунта, к изменениям его температуры, что негативно сказывается на сооруженном трубопроводе.

Возникающие ввиду указанных причин повреждения на теле проложенной трубы могут привести к разливу нефти, что особенно опасно в регионах с вечномерзлыми грунтами. Это связано с невысокой биологической активностью в таких условиях, что, в свою очередь, вызывает затруднения в восстановлении экосистемы указанных регионов.

Чтобы избежать последствий просадок и оседаний грунтов (чтобы повысить их несущую способность) можно применять криогели на основе поливинилового спирта. Исследования в этой области отражены, например, в работе [4], где авторы установили, что при рассмотрении напряженно-деформированного состояния трубопровода (для анализа использовался программный комплекс ANSYS) в основании, закрепленном криогелем, напряжения в модели уменьшились больше, чем в 2 раза (с 300 до 124 МПа).

В свою очередь, согласно [1, 4], криогели упрочняются после их замораживания/размораживания, что и характерно для верхних слоев грунтов (сезонные оттаивание и замерзание) северных регионов России, как указывалось ранее. Также в [1] отмечается экологичность криогелей: за счет их водоизолирующих свойств создаются благоприятные условия для корневых систем растений в зимний период.

Рис.1 Подготовленные образцы

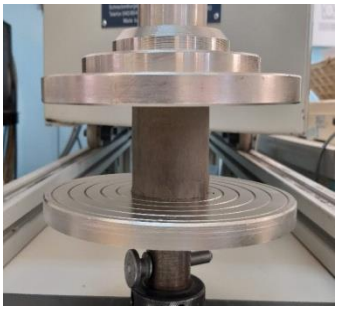


Рис.2 Испытание образцов

В настоящей работе в качестве упрочняемого грунта оснований рассмотрена глина ввиду ее распространенности и хорошей способности к влагонасыщению с различным содержанием криогеля. Критериями оценки несущей способности являются предел прочности на одноосное сжатие и модуль упругости грунта.

Для лабораторных испытаний были подготовлены образцы из глины массой 220 г. в соответствии с [3] (рис. 1). С целью выявления оптимального соотношения количества криогеля к испытуемому грунту были использованы составы «глина+криогель» с различным процентным содержанием полимера (таблица 1). С целью определения среднего значения характеристик испытуемых образцов подготовлено по 3 образца для каждого типа испытуемого грунта.

Испытуемые образцы были выдержаны в течение 15 часов при температуре минус 5 °С, а после − извлечены в условия комнатной температуры (20 °С). Спустя 2 часа были организованы работы по определению предела прочности при одноосном сжатии образцов и модуля упругости согласно [2] (рис. 2). Все результаты испытаний представлены в таблице 2 и на рис. 3.

Таблица 1

Составы «глина+криогель»

Номер испытуемого образца грунта: состав	Массовый состав компонентов, г	Номер испытуемого образца грунта: состав	Массовый состав компонентов, г
1.1: глина+криогель 5%	209+11	4.2: глина+криогель 5%+ +вода 10%+песок 5%	176+11+22+11
1.2: глина+криогель 10%	198+22		
1.3: глина+криогель 20%	176+44	4.3: глина+криогель 1%+ +вода 10%+песок 10%	173,8+2,2+22+22
2.1: глина+криогель 10%+песок 5%	187+22+11		
2.2: глина+криогель 10%+песок 10%	176+22+22	4.4: глина+криогель 5%+ +вода 10%+песок 10%	165+11+22+22
2.3: глина+криогель 10%+песок 15%	165+22+33		
3.1: глина+вода 10%	198+22	4.5: глина+криогель 1%+ +вода 10%+песок 15%	162,8+2,2+22+33
3.2: глина+криогель 1%+вода 10%	195,8+2,2+22		
3.3: глина+криогель 5%+вода 10%	187+11+22	4.6: глина+криогель 5%+ +вода 10%+песок 15%	154+11+22+33
4.1: глина+криогель 1%+вода 10%+ +песок 5%	184,8+2,2+22+11		

Таблица 2

Результаты испытаний (модуль упругости)

Номер испытуемого образца грунта	1.1	1.2	1.3	2.1	2.2
Модуль упругости, МПа	74,6	66,6	51,6	40,0	32,2
Номер испытуемого образца грунта	2.3	3.1	3.2	3.3	4.1
Модуль упругости, МПа	45,5	67,7	22,6	19,1	17,2
Номер испытуемого образца грунта	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6
Модуль упругости, МПа	14,3	15,8	14,0	14,5	17,0

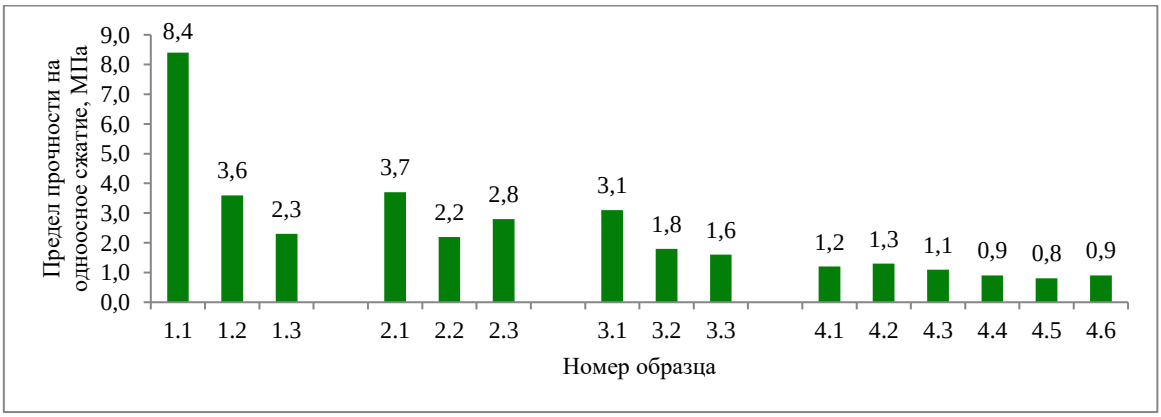


Рис.3 Результаты испытаний (предел прочности на одноосное сжатие)

Как видно из табличных данных и рис. 3 образец 4.2 «глина+криогель 5%+вода 10%+песок 5%» четвертой группы (4.1−4.6) имеет более высокий предел прочности, равный 1,3 МПа.

Обращая внимание на результаты испытаний третьей группы (3.1−3.3), отметим, что смесь 3.1 «глина+вода 10%» имеет больший предел прочности (3,1 МПа), чем остальные. Это связано с тем, что криогель является 5%-м полимером.

В пределах второй группы (2.1−2.3) образец 2.1 «глина+криогель 10%+песок 5%» показал наибольшее значение предела прочности на одноосное сжатие, равное 3,7 МПа.

Исходя из результатов испытаний образцов первой группы (1.1−1.3), видно, что образец 1.1 «глина+криогель 5%» показал значение оцениваемого параметра 8,4 МПа.

Обобщая итоги всех испытаний, зафиксировано, что наибольший предел прочности на одноосное сжатие и наибольшее значение модуля упругости имеются у смеси 1.1 «глина+криогель 5%». Необходимо отметить, что испытуемые образцы подверглись только одному циклу замораживание/размораживание.

Можно сделать выводы:

1. Производство работ по укреплению грунтов имеет смысл при процентном содержании криогеля в грунте не более 5%. При этом наблюдается повышение несущей способности (предела прочности на сжатие) смеси «глина+криогель 5%» в 2,7 раза в сравнении с обычным грунтом (образец «глина+вода 10%»).

2. Исходя из того факта, что в северных регионах России располагаются большие запасы углеводородов [5, 6], можно предположить, что методы повышения надежности эксплуатации магистральных трубопроводов путем

увеличения несущей способности грунтов будут развиваться. И как видно из результатов проведенных лабораторных испытаний, применение криогелей – перспективный для решения указанной проблемы способ.

Литература

1. Алтунина Л.К., Бурков В.П., Бурков П.В., Дудников В.Ю., Осадчая Г.Г., Овсянникова В.С., Фуфаева М.С. Применение криогелей для решения задач рационального природопользования и эксплуатации объектов магистральных трубопроводов в условиях Арктики // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. − 2020. − №2 (10). − С. 173−185.
2. ГОСТ 12248-2010. Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости (с Поправкой). Введён 01.01.2012 г. – М.: Стандартинформ, 2011. – 78 с.
3. ГОСТ 30416-2012. Грунты. Лабораторные испытания. Общие положения. Введён 01.07.2013 г. – М.: Стандартинформ, 2018. – 12 с.
4. Коновалова О.С., Попова О.В. К вопросу о повышении несущей способности грунтов, предотвращении и остановке эрозионных процессов использованием при строительстве объектов нефтегазового комплекса криогелей // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. − 2018. − №1. − С. 150−153.
5. Распоряжение Правительства РФ «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года» от 28.12.2009 № 2094-р // Правительство России официальный сайт government.ru.
6. Указ Президента Российской Федерации «О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года» от 26.10.2020 № 645 // Официальный интернет-портал правовой информации publication.pravo.gov.ru.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ МИМП В ПЕРИОД ПАВОДКОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

Никулина Ю.А.

Научный руководитель - профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Некоторые районы России подвержены паводкам. Такого вида явления очень опасны. По информации МЧС паводок – это фаза водного режима реки, которая может многократно повторяться в различные сезоны года, характеризуется интенсивным, обычно кратковременным, увеличением расходов и уровней воды и вызывается дождями или снеготаянием во время оттепелей.

Некоторые нефтяные Компании разрабатывают мероприятия, обеспечивающие устойчивую и бесперебойную работу производственных объектов в этот период. Данные мероприятия способствуют выполнению требований охраны окружающей среды, землепользования, промышленной и пожарной безопасности. Основная цель мероприятий – обеспечение надежной эксплуатации производственных объектов в период весеннего паводка в зоне ответственности предприятия – Охинский и Ногликский районы Сахалинской области, Николаевский, Ульчский, Комсомольский и Амурский районы Хабаровского края. В периоды интенсивного таяния снега обычно усиливают лабораторный контроль состояния основных рек и воздушной среды. На предприятии состояние готовности структурных подразделений Общества к работе в сложных условиях контролирует отдельная служба.

Для контроля над состоянием рек и водоемов, промышленных объектов, расположенных на территории обособленных подразделений «Сахалинморнефтегаза», организован мониторинг и ежедневно собирают информацию. Также большое внимание уделяют объектам, которые располагаются в труднодоступных районах и удалены от дорог с твердым покрытием. В данных локация работа в весенний/осенний период может быть сильно осложнена в виду возможного затопления.

Особое внимание также уделяют на подготовку к половодью нефтегазопроводов переходящих через реки и малые водотоки. Подготовка включает в себя: проверку системы линейной телемеханики, проводят работы по предотвращению заторов на подводных переходах через реки. Специалисты обследуют и при необходимости дополнительно укрепляют некоторые участки трубопроводов, сооружений связи, опор линий электропередачи, проходящих вдоль трасс, которые подвергаются размыву паводковыми водами. С учетом ожидаемого паводка на основе прогнозных данных о предстоящем половодье территории производственных объектов освобождаются от снега, расчищаются ливневые канализации, нефтегазодобывающие цеха приступили к ломке льда в «карманах» нефтеловушек, операторы проводят осмотр скважин, промысловых трубопроводов, не оставляя без внимания низины, поймы рек и мелких водоемов. На предприятиях разработали специальные противоаварийные звенья с некоторым необходимым запасом ресурсов с помощью которых осуществляют восстановительные работы. До начала паводка проводятся тренировки с рабочими во всех цеховых подразделениях. Учебные мероприятия являются важной составляющей в работе по плановой подготовке персонала и подразделений к безопасному функционированию объектов в период половодья.

Уже известными методами (визуальный осмотр, магнитная и ультразвуковая томография) с технологией, основанной на беспроводной ультразвуковой многоканальной передачи данных под водой, возможно осуществление контроля и оценки состояния технического оборудования. Передающая матрица может быть прикреплена на томограф (камеру), который погружен под воду, принимающая матрица может находиться на поверхности, для дальнейшей связи по спутниковой связи.

На основе на технологии «Multilpe Input-Multiple Output» реализована многоканальная передача данных в воде. В сравнении с одноканальными акустическими системами такой метод передачи данных увеличил в несколько

раз пропускную способность благодаря многоканальности. Другим существенным достоинством является, что система автоматически адаптируется к изменениям среды распространения (например: смена плотности, турбулентные потоки и т.д.) при помощи учета заранее введенных калибровочных сигналов.

Улучшение качества и скорости наблюдения с последующей оценкой подводных технологических трубопроводов приведет к повышению степени надежности системы, что в первую очередь есть одна из наиболее важных технических характеристик. Благодаря своевременному обнаружению неисправностей в оборудовании, существует возможность избежать экологических загрязнений среды, что в современном мире является актуальной проблемой.

Главный параметр при добыче нефти и газа является надежность, которая напрямую зависит от контроля подводных добычных комплексов.

Литература

1. В. Кроха, С. Шибакин. Эксплуатация Киринского газоконденсатного месторождения / Газовая промышленность. – 2016. – № 1. – С. 93-95.
2. В. Петренко, С. Чигай, Б. Никитин, А. Дзюбло. Ресурсы углеводородов шельфа Охотского моря и результаты их освоения ОАО «Газпром» / Газовая промышленность. – 2014. – № 716. – С. 16-21.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОТОКА ЖИДКОСТИ РАЗНЫХ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ДЛЯ РАСЧЕТА ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТИ ПОВЫШЕННОЙ ВЯЗКОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Овчаренко А.М.
Научный руководитель - доцент Н.В. Чухарева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При эксплуатации месторождений вязкой нефти возникает проблема ее добычи, промысловой подготовки и транспортировки вследствие неоднородности и сложности химического состава, обусловленного наличием более тяжелых компонентов нефти (парафины, церезины, асфальтены), включением органических соединений (смолы), а также из-за повышенных значений некоторых реологических характеристик (плотность, вязкость, скорость и напряжение сдвига), это определяет характер течения жидкости как неньютоновской с возможным образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Выбор оптимальной технологии промысловой подготовки и трубопроводного транспорта такой нефти позволит поддержать эффективный диаметр трубопровода и обеспечить требуемый объем перекачки с уменьшенными гидравлическими потерями углеводородов.

Научному сообществу известны методы предотвращения и удаления образовавшихся АСПО различными физико-химическими полями способом воздействия на трубопровод и углеводородную среду. Эти же поля можно применять с целью улучшения реологических свойств неньютоновских жидкостей для получения из нее жидкости с ньютоновскими свойствами, что, в конечном итоге, будет способствовать оптимизации процессов подготовки и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов повышенной вязкости.

В результате лабораторных исследований по теме работы было получено снижение значений некоторых реологических свойств нефти повышенной вязкости с помощью ультразвуковой, тепловой, химической обработки и комбинации их этих полей. Для проверки эффективности той или иной методики обработки, помимо измерения показаний реологических характеристик, необходимо провести моделирование потока жидкости для вычисления рабочих характеристик течения нефти в трубопроводе.

Цель работы: смоделировать жидкость с разными исходными реологическими свойствами для вычисления рабочих характеристик потока жидкости трубопровода.

Объектом исследования служит участок промыслового сборного коллектора, характеристика которого приведены в таблице 1.

Таблица 1

Исходные данные участка сборного коллектора

Параметр	Значение
Модуль упругости	$E = 2 \cdot 10^5$ МПа
Предел прочности	$\sigma_{\text{пр}} = 520$ МПа
Предел текучести	$\sigma_{\text{тек}} = 430$ МПа
Максимально допускаемое напряжение	$\sigma_{max} = 215$ МПа
Запаса прочности	n=2
Материал	13ХФА
Длина	$l = 10$ м
Диаметр	$d_{\text{н}} = 219$ мм
Толщина стенки	$\delta = 8$ мм
Толщина слоя АСПО	$\delta_{\text{АСПО}} = 10$ мм
Рабочее давление	$p = 4$ МПа
Коэффициент Пуассона	$\mu_0 = 0{,}3$
Коэффициент линейного расширения	$\alpha = 1{,}2 \cdot 10^{-5}(°\text{C})^{-1}$

Задачи исследования: смоделировать участок трубопровода с последующим расчетом на пропускную способность в SolidWorks Flow Simulation и определением: а) скорости потока на выходе из трубопровода; б) завихренности потока; в) потерь давления по длине трубопровода; г) потерь на трение; д) пропускной способности трубопровода.

Обработанный и необработанный образцы нефти характеризуются разным набором реологических характеристик. При перекачке необработанной нефти возможен образования слой АСПО.

Примем, что при перекачке необработанной высоковязкой нефти с динамической вязкостью μ_1 и плотностью ρ_1, массовым расходом G по трубопроводу длиной L метров, диаметром d и абсолютной эквивалентной шероховатости Δ, образовался слой парафина толщиной δ на стенках трубопровода, причем при перекачке обработанной нефти пренебрегаем образованием соля парафина. Индекс i=1 – необработанная нефть, i=2 – образец обработанной нефти

С помощью аналитического расчета можно определить потери напора на трение, потери давления по длине трубопровода при перекачке высоковязкой нефти по сравнению с перекачкой нефти незначительной динамической вязкости μ_2 плотностью ρ_2.

Порядок работы по определению пропускной способности: 1. Оценка по критерию Рейнольдса режима течения. 2. Начать создание проекта в Fluid Flow. 3. Задача осесимметричная, поэтому решаем в 2d - двумерной модели, можно решать и в 3d. 4. Импорт или создание геометрии с необходимым диаметром. 5. Генерация сетки со сгущением вблизи стенок. 6. Присвоение имен границам области - вход, выход, стенка, ось x. 7. Сохранение, запуск fluent в проекте (setup). 8. Установить данные для вычислителя - задание геометрии, модель турбулентного течения - (к-эпсилон), вид пристеночных функций. Это все выбирается в меню. Уравнение энергии выключить. 9. Задать плотность и вязкость жидкости. 10 Задать граничные условия на всех 4 границах области - задание скорости на входе, интенсивность турбулентности и далее по пунктам меню. 11. Выбрать разностную схему. 12. Задать критерий сходимости. 13. Задать начальные условия (инициализировать проект). 14. Задать число итераций- начать с 1000. 15. Рассчитать задачу (calculate). 16. Провести анализ результатов.

Расчет провести для разных свойств нефти и режимов течения. При перекачке вязкой необработанной нефти образуется слой АСПО толщиной 10 мм по всей длину трубопровода с шероховатостью 0,9 мм. При перекачке обработанной нефти незначительной вязкости пренебрегаем образованием слоя парафина. Расчет в Solid ведем по методу Finite Volume (FVM).

Материал трубопровода – сталь. Перекачиваемая жидкость (Н1) – неньютоновская жидкость. Перекачиваемая жидкость (Н2) – ньютоновская жидкость. Слой АСПО – органические отложения.

Таблица 2

Исходные данные к расчету гидравлических потерь трубопровода при перекачке нефти №1 и №2

Показатель	Значение	Размерность
Динамическая вязкость необработанной нефти (2)	33,18	мПа·с
Динамическая вязкость обработанной нефти (1)	3,41	мПа·с
Плотность высоковязкой нефти (2)	872	кг/м^3
Плотность нефти (1)	802	кг/м^3
Массовый расход	3500	т / сут
Разность геодезических отметок	9	м
Длина трубопровода	7000	м
Диаметр трубопровода	219	мм
Толщина стенки	8	мм
Абсолютная эквивалентная шероховатость (2)	0,9	мм
Абсолютная эквивалентная шероховатость (1)	0,1	мм
Толщина слоя парафина, образовавшегося при перекачке высокопарафинистой нефти	10	мм

Гидравлический расчет проводится согласно методике ГОСТ Р 58367–2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование [1].

Исходя из полученных результатов расчетов: при перекачке высоковязкой нефти увеличиваются показатели потери напора на трение в 2,13 раз и потери давления по длине трубопровода в 2,3, что, определенно, приведет к ухудшению показателей перекачки жидкости и будет крайне нецелесообразно с экономической стороны процесса транспортировки. Все это указывает на важность совершенствования применяемых методов борьбы и предотвращения парафиновых отложений, значимость улучшения реологических характеристик рабочей среды, а также непосредственно способов транспортировки углеводородов, так как направление, связанное с перекачкой трудных нефтей, несомненно, является перспективным.

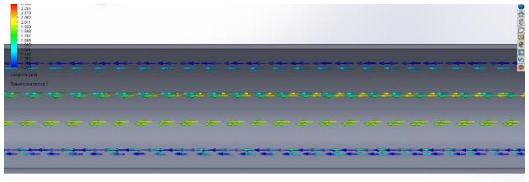


Рис.1 Распределение скорости в запарафиненном трубопроводе (Н1)

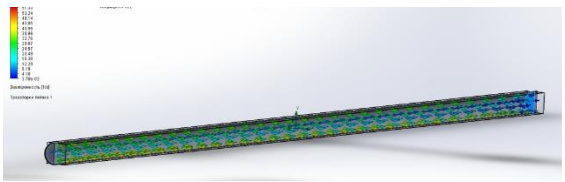


Рис. 2 Распределение завихренности в запарафиненном трубопроводе (Н1)

Условия прочности выполнены с большим запасом согласно ГОСТ Р 55990 [2]. На этом расчет на прочность нефтесборного трубопровода из стали 13ХФА для транспорта образцов необработанной и обработанной нефти можно считать завершенным. Можно сделать вывод о том, что трубопровод будет обеспечивать более высокий уровень прочности и надежности.

Литература

1. ГОСТ Р 58367–2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.
2. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА С ДЕФЕКТОМ ТИПА ТРЕЩИНА

Овчаренко Д.М.
Научный руководитель - доцент Н.В. Чухарева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день для большей части трубопроводов характерно снижение значения остаточного ресурса и уменьшение значений показателей надежности вследствие износа материала трубы, например, по причине коррозионного растрескивания под напряжением (SCC – stress-corrosion cracking). Коррозионного растрескивание обычно возникает на внешней поверхности и растет как в глубину, так и вдоль поверхности трубопровода с образованием микротрещин по причине достижения эквивалентным напряжением предела прочности [1]. Цепная реакция по развитию макротрещин сопровождается изменением напряженного состояния с возможным образованием сквозных трещин. Для исключения нарушения работоспособности объектов трубопроводного транспорта необходим своевременный мониторинг на основе системы технического диагностирования с последующим анализом влияния полученных данных на напряженно-деформированное состояние (НДС) трубопровода. В данной статье приведен литературный анализ причин возникновения и развития SCC и возможность моделирования коррозионного растрескивания под напряжением для поддержания целостности трубопровода.

При эксплуатации систем трубопроводного транспорта нефти и газа возможно появление дефектов в металле и отклонение геометрической формы, к которым, помимо дефектов геометрии трубы, металлургических дефектов, механических повреждений и коррозии (рис.1), относят трещины и их зоны, включая стресс-коррозию [4].

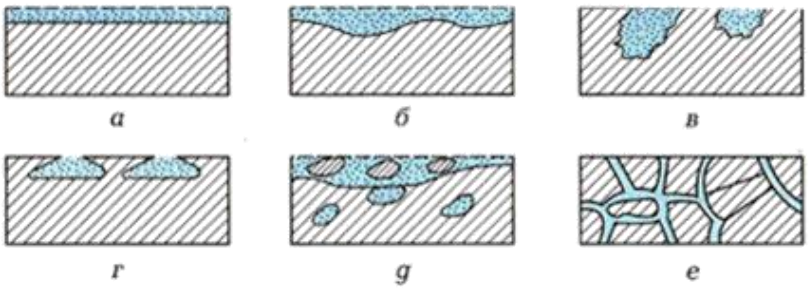


Рис.1 Виды коррозионных разрушений [4]:
а – сплошная равномерная; б – сплошная неравномерная; в – язвенная; г – подповерхностная; д – избирательная; е – межкристаллитная

Согласно ГОСТ 55999-2014 [2] стресс-коррозия определяется образованием и развитием трещин на поверхности трубопровода, причиной чему служат длительные механические напряжения и агрессивная коррозионная среда.

Коррозионное растрескивание под напряжением – дефект, при котором рост трещины зависит от нескольких факторов, таких как напряжение и его интенсивность, свойства окружающей среды, скорость деформации [2].

Рассмотрим модель трещин в связанной среде [6], из которой следует: с увеличением интенсивности напряжения потенциал на вершине увеличивается, но не изменяется в устье трещины; – в случае концентрации кислорода – обратная зависимость; – скорость роста трещин не зависит от pH и температуры, они влияют на разность потенциалов между вершиной трещины и внешней средой. На рис.2 приведена схема развития стресс-коррозионного растрескивания.

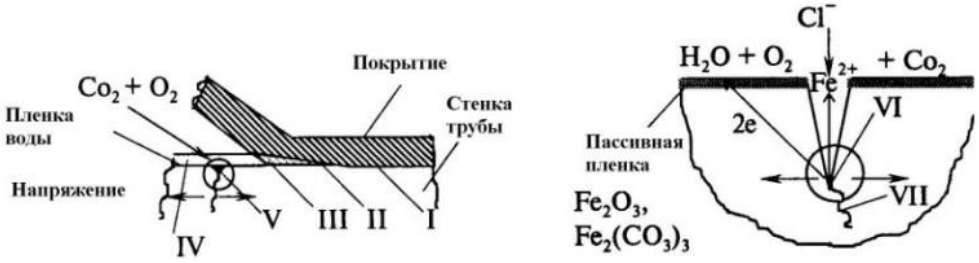


Рис.2 Развитие стресс-коррозии на стенке трубопровода под растрескиванием [5]

Использование трубопровода с трещинным повреждением возможно развитие усталостного разрушения металла с достижением предела прочности, что приводит к аварийной ситуации на объектах трубопроводного транспорта с нарушением работоспособности и возможным ростом опасности отказов.

Проведем оценку опасности дефектов магистрального трубопровода. В работе [3] представлен алгоритм математического моделирования стресс-коррозионной трещины. С использованием этого алгоритма проведем расчет коэффициента запаса прочности с использованием CAE-системы ПК Ansys.

Таблица 1

Исходные данные для расчета задачи

Диаметр Dн, мм	Толщина стенки δ, мм	Марка стали	Глубина дефекта, d	Длина дефекта, L, м	Ширина, b, мм	$\sigma_{тек}$, МПа	$\sigma_{пред}$, МПа
720	8	09Г2С	0,85× δ	0,35	1	260	130

Запас прочности (n) – отношение предельного напряжения $\sigma_{пред}$ к наибольшему расчетному напряжению σ_{max}, возникающему в трубопроводе при эксплуатационной нагрузке:

$$n = \frac{\sigma_{пред}}{\sigma_{max}} = \frac{130}{227{,}7} = 0{,}6\cdot$$

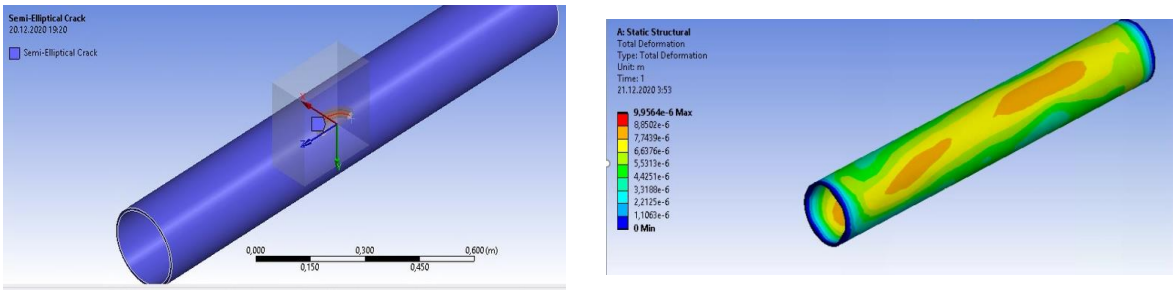


Рис.3 Полуэллиптическая трещина

В нашем случае, полученное максимальное значение выше предельного, коэффициент запаса прочности меньше единицы, наблюдается нарушение прочности в месте образования трещины. Согласно полученным результатам, напряжение по Мизесу и эквивалентная деформация имеют максимальные значения в месте образования трещины. Значит, эксплуатация трубопровода с дефектом типа трещина невозможна, поскольку это может привести к нарушению его работоспособности.

Литература

1. Анализ утечек газа и причин стресс-коррозионных разрушений на подземных трубопроводах / В.С. Седак, С.В Нестеренко / ООО «Техэкс-Газ», г. Харьков / URL: https://khg.kname.edu.ua/index.php/khg/article/view/4184/4162.
2. ГОСТ Р 55999-2014 Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов.
3. Математическое моделирование стресс-коррозионной трещины с использованием CAE-систем / Семенов Л.А. / Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ», Том 7, №2 (март - апрель 2015) / URL: https://naukovedenie.ru/PDF/36TVN215.pdf.
4. Mechanisms of Stress Corrosion Cracking / Bernadett SpisákSzabolcs SzávaiSzabolcs Szávai / MultiScience - XXXIII. microCAD International Multidisciplinary Scientific Conference / January 2019 / URL: https://www.researchgate.net/publication/342138640_Mechanisms_of_Stress_Corrosion_Cracking.
5. Stress Corrosion Cracking Damages / Alireza Khalifeh / October 2019 / URL: https://www.researchgate.net/publication/336348988_Stress_Corrosion_Cracking_Damages.
6. Stress Corrosion Cracking (SCC) is a threat to Pipeline Integrity Management? / Conference: Corrosion & Prevention 2020 / Muhammad Hussain, Tieling Zhang, Shagufta Khan, Naveed Hassan / October 2020 / URL: https://www.researchgate.net/publication/344781593_Stress_Corrosion_Cracking_SCC_is_a_threat_to_Pipeline_Integrity_Management.

ВЛИЯНИЕ СЕЗОННОСТИ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ПЛАНИРОВАНИЕ ОБЪЕМОВ ПЕРЕКАЧКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ

Перегудова А.С.
Научный руководитель – доцент Н.В. Чухарева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Магистральные газопроводы – сложная и беспрерывно формирующаяся технологическая система, составляющая значительную часть Единой системы газоснабжения. Организация бесперебойных поставок потребителям и обеспечение надежности функционирования газотранспортной системы являются стратегически важными задачами ПАО «Газпром», решение которых невозможно без слаженной работы специалистов диспетчерских служб.

В работе [4] отмечена важная отличительная особенность, связанная с необходимостью маневрирования потоков газа и отбором разных объемов из любых точек магистрального газопровода, что связано с покрытием суммарных суточных потребностей, и накладывает ряд ограничений на работу диспетчерских служб, требуя понимания происходящих процессов: условия фазовых переходов, физико-химический состав, наличие примесей, пропускная способность системы. Поэтому, удовлетворение спроса на товарный газ в соответствии с потребностью грузополучателей и изменяющейся сезонностью газопотребления, с соблюдением всех мер безопасности, является конечной задачей газотранспортной организации.

Как показывает практика, потребление газа на территории РФ имеет тенденцию увеличения, что связано с развитием инфраструктуры регионов, расширением и открытием новых производственных кластеров, интенсивного подключения населения к системам газопотребления, строительством новых участков, появлением новых зарубежных партнеров. С другой стороны, наблюдается значительное колебание сезонности газопотребления, что указано в работах [1-3]. Все это влияет на изменение экономических показателей и условия работы компрессорных станций и требует проведение тщательного анализа производственных показателей с комбинированием математического моделирования для прогноза технологии перекачки газообразных углеводородов с учетом функционирования диспетчерских управлений.

В связи с указанным выше, целью работы является оценка вида распределения поставок газа по участку магистрального газопровода.

Для реализации цели требуется выполнить следующие задачи:

1) составить алгоритм проведения оценки вида распределения;
2) провести расчеты по указанному алгоритму с определением среднемесячного объема перекачки в условиях снижения загрузки магистрального газопровода.

Объектом исследования являлся модельный участок магистрального газопровода. Расчет был произведен для периода эксплуатации с 1999 года по 2018 год. В качестве примера исходных данных, представленных в таблице, служили данные изменения объема перекачки, приведенные в публикации [3].

Таблица

Изменение объема перекачки природного газа по модельному участку магистрального газопровода за 2016-2018 гг.

2016 год		2017 год		2018 год	
Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м^3/мес	Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м^3/мес	Месяц по порядку следования	Объем природного газа, млн. м^3/мес
1	7800	1	7400	1	6700
2	7600	2	6450	2	6000
3	7200	3	6400	3	6400
4	6650	4	6500	4	6350
5	6600	5	5700	5	6300
6	5500	6	4950	6	4800
7	5200	7	4500	7	4500
8	5800	8	4900	8	5100
9	7000	9	5400	9	5150
10	7550	10	6800	10	6800
11	7050	11	6450	11	6500
12	7450	12	6850	12	7200

Анализ вида распределения показателей объема перекачки транспортируемых углеводородов производился по алгоритму, описанному в статье С. В. Китаева [3], представленному на рисунке 1.

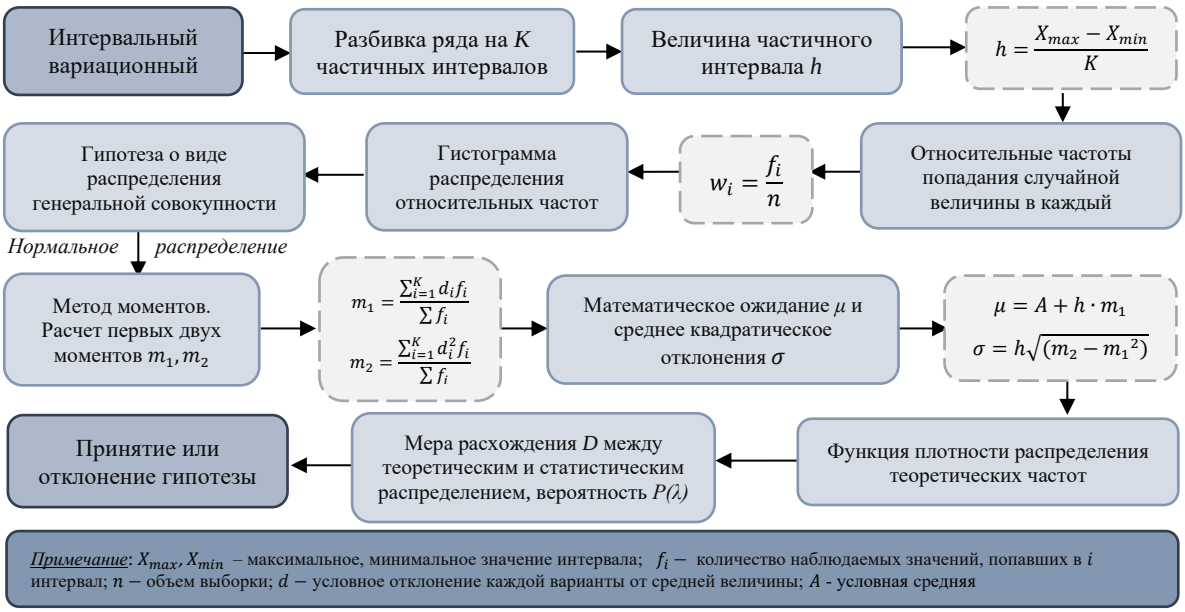


Рис. 1. Алгоритм выполнения оценки вида распределения

По результатам расчета была построена гистограмма распределения относительных частот, изображенная на рисунке 2, по ее виду была выдвинута гипотеза о том, что закон распределения является нормальным.

Рис. 2. Гистограмма фактического и теоретического нормального распределений

Выполняя вычисления по описанному выше алгоритму, было получено, что $D = 0{,}1$, при этом $\lambda = 0{,}5$. Тогда, по полученным данным вероятность $P(\lambda)$ =0,964, так как данное значение является большим, то гипотеза о нормальном виде распределения была принята. Следовательно, применяя правило трех сигм, можно заключить, что среднемесячный объем перекачки газа, на основании источника [3], будет не ниже рассчитанного значения:

$$M(x) - 3\sigma = 6\,770{,}492 - 3 \cdot 880{,}672 = 4128{,}476 \ {}^{\text{млн. м}^3}/_{\text{мес}}$$

Таким образом, снижение загрузки магистрального газопровода с единовременным увеличением неравномерности газопотребления может являться причиной увеличения расхода топливного газа, оказывать влияние на изменение экономических показателей и условия работы компрессорных станций. В результате работы было получено минимально возможное значение объема перекачки, которое необходимо учитывать при прогнозировании транспорта газа по трубопроводам.

Литература

1. Официальный сайт ПАО Газпром [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.gazprom.ru/about/production/transportation/.
2. Планирование параметров работы магистральных газопроводов с учетом стохастической составляющей временных трендов [Текст] / А. Р. Гадельшина, С. В. Китаев, А. Р. Галикеев // Нефтегазовое дело. – 2016. – № 4. – С. 83-103.
3. Прогнозирование объема перекачки природного газа при снижении загрузки магистральных газопроводов [Текст] / С. В. Китаев, А. Р. Галикеев, А. Р. Гадельшина // Нефтегазовое дело. – 2016. – № 3. – С. 106-118.
4. Трубопроводный транспорт углеводородов: материалы IV Всерос. науч.- практ. конф. (Омск, 30 окт. 2020 г.) / Минобрнауки России, ОмГТУ. – С. 158. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.elibrary.ru/item.asp?id=44409452.

ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫЕ ПРИСАДКИ К НЕФТИ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ В НЕФТЕПРОВОДАХ

Попов Д.В., Булатов В.Р., Малхасян К.А.
Научный руководитель – профессор В.Н. Манжай
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Трубопроводный транспорт нефти – комплексный процесс, требующий соблюдения ряда требований. Одно из главных требований – поддержание физико-химических свойств жидкого продукта в необходимых (заданных) пределах или изменение реологических характеристик перекачиваемой среды для повышения эффективности транспорта. Прогрессивным способом трубопроводного транспорта считаются технологии перекачки с минимальными затратами электроэнергии [1 - 3].

Одним из способов решения проблемы энергосбережения может быть использование добавок в минимальных количествах (1 – 10 г/м^3) к перекачиваемой нефти в виде полимерных присадок, уменьшающих гидравлическое сопротивление путем снижения турбулентности у стенки трубопровода, которые вносят значительный вклад в торможение потока. Добавки вызывают падение уровня турбулентности потока и подавляют поперечные пульсации скорости в разрезе сечения. Это сокращает потери энергии в виде теплоты в окружающую среду и снижают частоту возникновения турбулентных завихрений. У пограничного слоя стенки молекулы полимера, сосредоточенные по направлению потока, образуют структуру, напоминающую движущийся вместе с током чулок, препятствующий потерям теплоты в радиальном направлении. Они инертны по отношению к материалу стенки и не изменяют свойства продукта, в который вводятся.

Нефтяные присадки представляют собой тяжелые углеводородные полимеры, которые при вводе нескольких грамм на тонну продукта снижают коэффициент гидравлического сопротивления до 40 %. Снижение гидравлического сопротивления путем ввода полимера в турбулентный поток открыл в 1946 году английский химик Томс, который установил, что даже небольшая масса высокомолекулярного полимера ($M \sim 1 \cdot 10^6$), введенная в турбулентный поток, снижает сопротивление течению. Многочисленные исследования других ученых в последующие годы показали практическую перспективность открытого эффекта.

Сейчас противотурбулентные присадки (ПТП) применяются обширно. Используют добавки различной массы, физико-химической природы и состава. Присадками могут быть поверхностно-активные вещества или различные полимеры. Уменьшение гидравлического сопротивления путем ввода присадок получило широкое распространение в нефтедобыче: при транспорте различных жидкостей, бурении, тушении пожаров, высокоинтенсивной резке и даже в биологии с медициной.

В трубопроводном транспорте нефти с применением ПТП также накоплен обширный опыт. Первой фирмой, которая провела промышленные испытания ПТП, стала Trans Alaska Pipeline System. В 1979 году на Трансаляскинском магистральном нефтепроводе (МН) для увеличения пропускной способности МН была применена присадка компании «CONOCO SPECIALTY PRODUCTS», представляющая раствор полиолефинов в углеводородном растворителе. У нас первые ПТП испытали в 1985 году на концевом отрезке МН Лисичанск – Тихорецк, а в 1991 году на МН Александровское – Анжеро-Судженск [4], в 1993 году – МН Тихорецк – Новороссийск [5]. На Томском нефтехимическом комбинате в 1991 году была получена первая отечественная присадка-гаситель турбулентности «ВИОЛ» (10 % раствор сополимера поли-α-олефина в гептане).

ПТП работают только при условии турбулизации потока. Например, введение в нефть присадки после станции подогрева, при прочих равных, увеличивает температурный уровень движущегося продукта (снижает тепловые потери): на входе во вторую станцию подогрева нефть имеет большую температуру по сравнению с бесприсадочной перекачкой. Таким образом, уменьшенные потери теплоты позволяют экономить на подводе тепловой энергии к рабочему телу. Проход через оборудование станции подогрева вызывает деструкцию присадки, поэтому на каждой новой станции вновь вводят ПТП. Ограничением для ввода может служить переход турбулентного режима потока в ламинарный режим, так как в нём присадка не активна.

Противотурбулентные присадки не следует путать с депрессорными присадками (ДП), которые уменьшают вязкость и температуру застывания, а также предельное напряжение сдвига. Перекачку высокопарафинистой нефти с ДП осуществляют в следующей последовательности: продукт подогревают до температуры плавления парафиновой фракции и одновременно вводят депрессорную присадку вместе с ПТП, снижающей потери гидравлические и теплоты. Лучший эффект дает применение специальных присадок. В России были созданы присадки ВЭС-503, ДН-1 являющиеся полимерными ПАВ. Многие компании использовали присадку ДН-1. ПАО «Транснефть-Север» за счёт её применения уменьшило напряжение сдвига почти в 11 раз, а пластическую вязкость вдвое и температуру застывания нефти с плюс 7°С до минус 13°С.

За рубежом популярны присадки «Paramins», компании «Exxo Chemical». Полимерные присадки применяют при температуре около 65 °С, когда почти все парафины растворены. Эффект уменьшается, если температура нефти в момент добавления присадки ниже температуры застывания. До конца не ясно, как именно работают присадки. Есть множество теорий: например, есть предположение, что присадка обволакивает молекулы парафина, предотвращая его изменения и рост. Наиболее эффективно, но в то же время дорого – распределять присадку равномерно по телу продукта. Обработка лишь кольцевого пристеночного слоя сокращает расход присадки до 10 раз [6].

Добавки эффективны, если не разрушаются в турбулентном потоке и не растворяются в перекачиваемой жидкости. Разрушение ПТП происходит при взаимодействии потока, включающего ПТП, с местными сопротивлениями (узлы регулирования давления, задвижки, камеры пуска и приема диагностических и очистных средств), с насосным оборудованием и другими элементами трубопроводов. Моделирование транспорта нефти с учётом разрушения – сложный процесс, требующий использования комплексных компьютерных программ.

Использование присадок обеспечивает экономичный и эффективный транспорт нефти и нефтепродуктов в следующих ситуациях:

увеличение пропускной способности без увеличения диаметра трубопровода;

принципиальная невозможность применения труб большого диаметра из-за особенностей окружающей среды (прокладка морских труб, прокладка специфических биомах или арктических районах);

необходимость форсированного повышения пропускной способности при недостатке времени на перестройку трубопроводов;

необходимость сезонного или кратковременного повышения пропускной способности на месторождениях с нерегулярным дебетом;

недостаток или невозможность выделения средств на строительство крупных или дополнительных трубопроводов;

система с ограничениями по давлению и по производительности насосов сможет работать без установки дополнительных агрегатов.

Кроме того, применение ПТП при установленном расходе снижает давление в трубопроводе, что ведет к снижению аварийности, повышению надежности и снижению затрат на устранение возможных аварий.

Снижение затрат на перекачку за счет ввода ПТП определяется разностью между сэкономленной на привод насосов энергией (в рублях) и затратами на использование ПТП (в рублях). Затраты на использование ПТП включают эксплуатационные затраты (ремонт и обслуживание установок ввода ПТП) и стоимость самой присадки. Снижение затрат при увеличенной производительности из-за присадок может привести к возрастанию прибыли до 50% [1].

Способ транспорта нефти с введением депрессорной присадки в пристенный кольцевой слой изображен на рисунке 1.

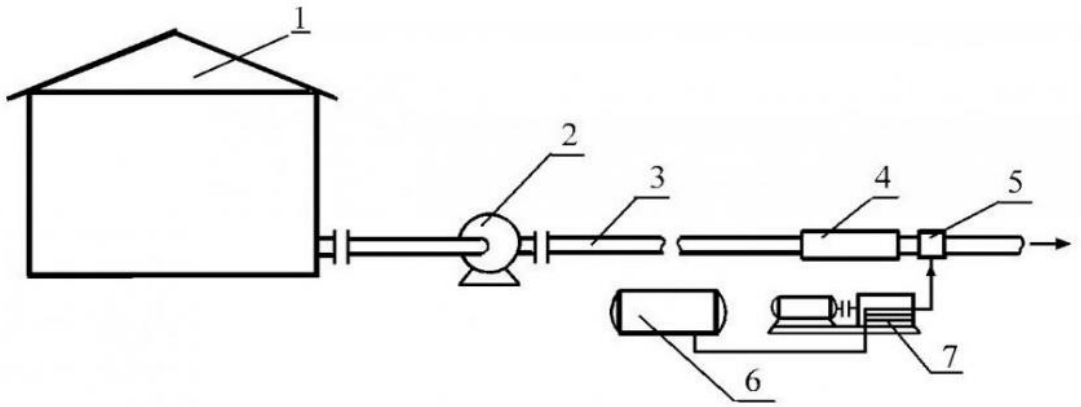


Рис.1 Схема способа транспорта нефти с введением присадок

Нефть из резервуара 1 подается насосом 2 в трубопровод 3, в котором локально нагревается: кольцевой пристенный слой достигает температуры плавления содержащихся в нефти парафинов и устройство 5 вводит раствор в кольцевой пристенный слой. Раствор присадки с нефтью готовится в емкости 6 и подают в устройство 5 дозировочным насосом 7.

Литература

1. Гареев М.М., Лисин Ю.В., Манжай В.Н., Шаммазов А.М./ Противотурбулентные присадки для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов. СПб.: Недра. – 2013. – 228 с.
2. Гареев М.М., Несын Г.В., Манжай В.Н. Результаты ввода в поток нефти присадки для снижения гидравлического сопротивления // Нефтяное хозяйство. – 1992. – №10. – С. 30 – 31.
3. Иваненков, В. В. Опыт использования противотурбулентных присадок на магистральных нефтепроводах / В. В. Иваненков, О. В. Пименов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2006. – № 2. – 129 с.
4. Композиционные составы для снижения гидравлического сопротивления в системах трубопроводного сбора и транспорта продукции нефтяных скважин / Хуснуллин Р.Р.: диссертация – М.: ФГБОУ ВПО «Казанский национальный исследовательский технологический университет», 2015. – 149 с.
5. Несын Г.В., Манжай В.Н., Попов Е.А. и др. Эксперимент по снижению гидродинамического сопротивления нефти на магистральном трубопроводе Тихорецк-Новороссийск // Трубопроводный транспорт. 1993.- № 4. – С. 28-30.
6. Сдвижков, И.В. Особенности транспортировки быстро застывающих и высоковязких нефтей и нефтепродуктов по магистральным нефтепроводам: бакалаврская работа / Сдвижков Илья Владимирович. – Томск, 2016. – 103 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРЕКАЧКИ ВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ ПОМОЩИ АВТОМАТИЗАЦИИ ИНДУКЦИОННОГО НАГРЕВА НЕФТЕПРОВОДА

Раздобреев Е.И.
Научный руководитель - доцент Н.В. Чухарева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день экономические перспективы страны определяет базовый сектор экономики, который включает в себя нефть и нефтепродукты. Однако структура добываемых ресурсов ухудшается вследствие истощения традиционных запасов, при этом доля разведанных ресурсов значительно уменьшается. Следует отметить, что месторождения с легкой нефтью разрабатывают с нарастающим темпом, когда доля тяжелой и сверхтяжелой нефти, составляющая больше половины запасов страны [4], остается практически нетронутой вследствие её тяжелого извлечения.

Месторождения с вязкой нефтью составляют более 60% на 2020 год [3]. Поэтому сегодня перед инженерами встает острая задача – развитие более эффективных технологий перекачки вязкой нефти. Согласно Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года [2], центральной идеей является использование отечественных инновационных технологий и политика «импортозамещения».

Исходя из литературного обзора, к современным методам снижения вязкости нефти можно отнести: гидротранспорт, использование противотурбулентных присадок, разбавление нефти и нагрев трубопровода. Основными преимуществами метода нагрева трубопровода над другими методами можно выделить малые затраты на электроэнергию, сохранение качества нефти и устойчивости сырья.

***Таблица 1*[1]**

Современные методы перекачки нефти

Название	Сущность	Преимущества	Недостатки
Гидротранспорт	Перекачка нефти внутри жидкого кольца, который может быть представлен водой, и другими маловязкими веществами.	Уменьшение гидродинамического трения; уменьшение шероховатости стенок; повышение активности нефти.	Образование трудноразделимых эмульсий; усиленная коррозия метала.
Противотурбулентные присадки	Длинные нитевидные молекулы располагаются вдоль движения жидкости и сглаживают пульсации давления.	Уменьшение вязкости; изменение режима течения; уменьшение температуры застывания.	Повышение стоимости транспортировки.
Разбавление нефти	Перекачка осуществляется путем смешения вязких нефтей с разбавителями (конденсат, бензин, керосин, маловязкие нефти).	Один из самых эффективных способов снижения вязкости и облегчения мобильности нефти.	Требует значительных инвестиций; любое изменение в составе нефти влияет на соотношение нефть/растворитель; фазовая неустойчивость смеси и выпадение асфальтенов.
Индукционный обогрев трубопровода	Трубопровод обматывается намоткой (индуктором), на которую подается переменный ток, вследствие чего внутри катушки возникают вихревые токи.	Безопасный метод подогрева вязкой нефти, регулирование мощности индукторов, снижение вязкости и сопротивления потока на всем участке транспортировки, малые энергозатраты, воздействие на трубопровод.	Необходимость установки индукторов через некоторые промежутки.

Из методов нагрева можно выделить индукционный, поскольку он наиболее безопасный вследствие бесконтактного воздействия на поток нефти [1]. Суть метода индукционного нагрева нефтепровода заключается в передаче тепла перекачиваемому сырья вследствие возникновения вихревых токов на индукторах.

Согласно ведущему тренду «Четвертая промышленная революция» или Индустрия 4.0, характерными чертами производства является полное автоматизирование всех процессов управления. Поэтому целесообразно внедрять для более эффективной перекачки методы автоматизации.

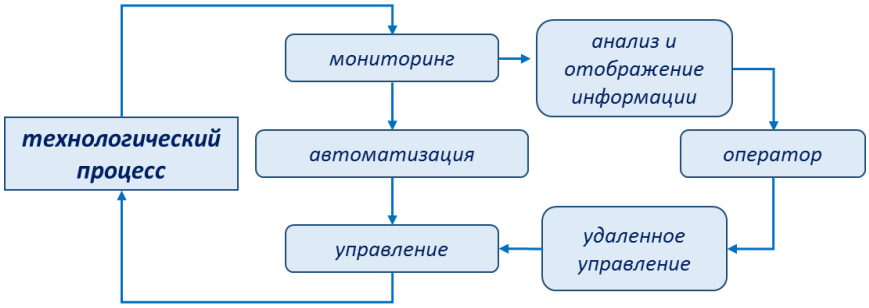


Рис.1 Автоматизированный процесс производства [5]

Предлагаемая технология оборудована системой управления SCADA, которая позволяет регулировать основными параметрами и обрабатывать базу данных дистанционно. Для оптимизации технологического процесса следует установить датчики OneWirless модели XYR 6000, которые отправляют необходимые сведения на сервер системы управления SCADA [5]. Контроль параметров нагревателей и датчиков управляется с помощью оператора.

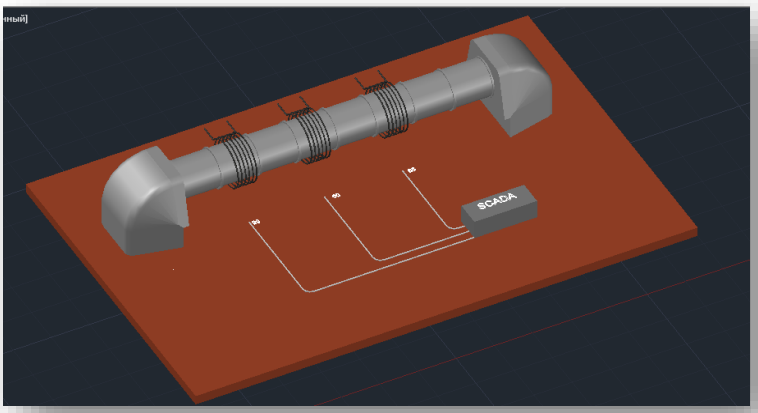


Рис.3 Схема технологии автоматизированного индукционного нагрева

Автоматизация нагрева нефтепровода позволяет сократить потери энергии на транспортировку и регулировать необходимую температуру всего потока перекачиваемой нефти, что увеличивает ресурсоэффективнось производственного процесса.

Литература

1. Методы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей. [Электронный ресурс]. Режим доступа: URL:http://borpak.ru/stati/metodi-perekachki-visokovyazkix-i-visokozastivayushix-nefteie-inefteproduktov.html
2. Нефти станет легче. Российская газета - Федеральный выпуск № 276(8034), Сергей Тихонов.
3. Системные исследования в энергетике: методология и результаты / Под ред. акад. А.А. Макаров, чл.-корр. Н.И. Воропай. М.: ИНЭИ РАН, 2018. 309 с. [Электронный ресурс]. – URL: https://www.eriras.ru/files/sistemnye_issledovaniya_-mch-.pdf
4. Структура добычи нефти: прогноз Минэнерго, 2015 –2035 гг. [Электронный ресурс]. – URL: http://www.ngv.ru/magazines/article/triz-i-nalogi/
5. SCADA система MasterSCADA [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://insat.ru/products/?category=9

МОДЕЛЬ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СИСТЕМЫ «ПОДЗЕМНЫЙ ТРУБОПРОВОД – ГРУНТ»

Рюмкин К.К., Волков А.Э.
Научный руководитель - доцент Н.В. Чухарева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Подземная прокладка нефтепровода (НП) является наиболее распространённой (более 95% от общего объема сооружаемой линейной части) [1]. Несмотря на достаточную изученность и повсеместное практическое применение данного способа прокладки, в настоящее время, происходит множество аварий, связанных с потерей герметичности трубопровода. По сведениям Федеральной службы по надзору в сфере природопользования, в 2019 году в России было зафиксировано 819 случаев разлива нефти на общей площади около 94 га [2]. При этом согласно отчетным документам Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по прошедшим авариям за 2020 год

распространенной причиной таких серьезных аварий является образование коррозионных трещин вследствие разрушения изоляционного слоя трубопровода и его контакта с грунтом. Для обеспечения безопасной эксплуатации необходим тщательный контроль за планово-высотным положением трубопровода. При перемещениях нефтепровода относительно своей оси необходим анализ его напряженно-деформированного состояния (НДС) для своевременного принятия мер по исключению развития деформации, которая может привести к разливу нефти.

В связи с вышеизложенным, актуальностью данной темы исследования является необходимость в нахождении модели взаимодействия системы «подземный трубопровод - грунт» для исследования напряженно-деформированного состояния и анализа последующих перемещений трубопровода.

Целью работы является исследование напряженно-деформированного состояния участка подземного нефтепровода при просадке грунта и анализ его последующих перемещений.

Задачи:

1) Предложить модель взаимодействия системы «подземный трубопровод – грунт»
2) Исследовать напряженно-деформированное состояние трубопровода с целью определения характера и значений максимальных напряжений в местах перегиба;
3) Проанализировать дальнейшие перемещения трубопровода вследствие развития просадки грунта.
4) Предложить возможные меры по устранению дальнейшей деформации нефтепровода.

Наиболее распространённым способом исследования и прогнозирования напряженно-деформированного состояния трубопровода является моделирование методом конечных элементов для анализирования его перемещений под влиянием эксплуатационных нагрузок.

Моделирование трубопровода и исследование проводились с помощью универсальной программной системы конечно-элементного (МКЭ) анализа ANSYS. Выбор данного программного комплекса обуславливается возможностью моделирования взаимодействия системы «труба - грунт».

Для реализации выбранного способа анализа нефтепровод задается балочными элементами. Исследуемая часть трубопровода моделируется конечными элементами в виде балок кольцевого поперечного сечения. Задаются следующие входные данные: диаметр трубопровода 530 мм, толщина стенки 9 мм, давление в нефтепроводе 6 МПа, плотность грунта во время проектирования 2010 кг/м", средняя высота грунта над верхней образующей трубопровода – 1,8 м, материал трубопровода – 13ХФА. При проведении исследования учитываются перемещения трубопровода по оси Z в соответствии с таблицей 1 и карта прокладки нефтепровода (рис.1).

Таблица 1

Результаты геодезических наблюдений

Имя марки	Дата наблюдений		
	07.04.2020	16.10.2020	
	Абс. отметка марки, м	Абс. отметка марки, м	+/- от начального,мм
М4	13,739	13,598	-141
М5	14,282	14,253	-29
М6	13,686	13,505	-181
Примечание	Система высот: условная		

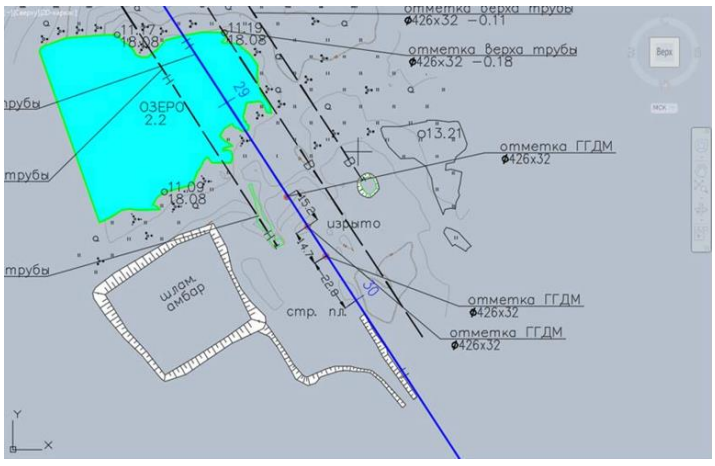


Рис.1 Карта прокладки подземного нефтепровода

На основании карты (рис.1) было задано расположение каждой геодезической марки и расстояния между ними. Продольный разрез геометрической модели заданного нефтепровода представлена на рис.2.

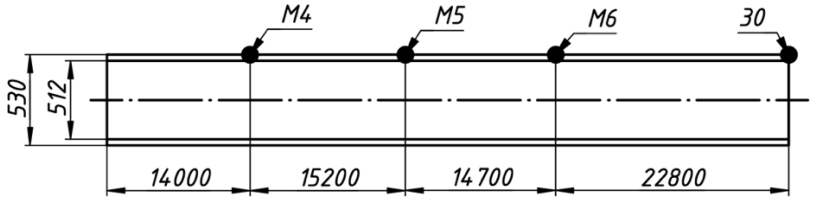


Рис.2 Продольный разрез геометрической модели

Для исследования НДС трубопровода были рассчитаны суммарные нагрузки на подземный трубопровод. Нагрузки согласно [4] классифицируются на несколько видов. В работе были учтены постоянные и длительные нагрузки: вес трубы, давление грунта, расположенного выше верхней образующей тубы, вес транспортируемого сырья и давление в трубопроводе. Расчет нагрузок был произведен с учетом коэффициента надежности по нагрузке.

По результатам анализа напряжений можно свидетельствовать о появлении продольных напряжений в местах перегиба. Определены максимальные численные значения напряжений, которые были сопоставлены с допускаемыми и выявлено, что напряжения в точках М4 и М5 являются критическими.

Согласно [5] существует несколько причин разуплотнения грунта и способов предотвращения данных явлений. Применительно к исследуемой производственной ситуации, вероятной причиной возникновения просадки трубопровода является оттаивание грунта. При этом автор статьи [1] утверждает, что строительство подземных трубопроводов в оттаяном или оттаивающем грунте возможно, но при этом необходимо провести расчет НП на прочность и устойчивость с учетом напряжений от изгиба вследствие неравномерной осадки основания.

Проблема дальнейшей просадки трубопровода может быть решена путем применения термостабилизаторов грунта. За последнее время опубликовано достаточно большое количество патентов с данным изобретением, что обуславливает его актуальность. Так, авторами патента [6] была предложено устройство для обеспечения проектного положения НП при подземной прокладке в вечномерзлом грунте, отличием которого являются буронабивные сваи, расположенные глубже ореола оттаивания и оборудованные термостабилизаторами. Авторами [7] было представлено устройство для термостабилизации мерзлого грунта, отличающееся тем, что в теплоизолированной емкости с теплоаккумулирующим материалом расположен дополнительный нагреватель, а емкость с хладоаккумулирующим материалом заглублена в мерзлый грунт. Авторами статей [8,9] предлагается применение сезонно-действующих охлаждающих устройств в зоне оттаивания грунтов. Это позволит поддерживать необходимую проектную температуру и тем самым использовать исследуемый трубопровод без рисков.

В соответствии с входными данными была предложена и создана модель системы «подземный трубопровод – грунт» методом конечных элементов с помощью программного комплекса Ansys. При анализе напряжений, возникших по причине смещения трубопровода по оси Z относительно начального положения, был определен характер и численные значения напряжений в местах расположения точек М4, М5 и М6. Были сопоставлены экспериментальные значения с допускаемыми. Проведен анализ перемещений трубопровода вследствие развития просадки грунта.

Для обеспечения безопасной эксплуатации и предотвращения разгерметизации нефтепровода предложено применение сезонно-охлаждающих устройств и термостабилизаторов грунта.

Литература

1. Болуров Т. Х. Особенности проектирования и строительства трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах // Проблемы обеспечения безопасности при ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций. – 2017. – Т. 1. – С. 754-759.
2. Хронология крупнейших случаев разлива нефти и нефтепродуктов в России. // URL: https://tass.ru/info/8641491?keepThis=true&TB_iframe=true&height=500&width=1100&caption=ТАСС
3. СП 126.13330.2017 «Геодезические работы в строительстве» [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/550965720
4. СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия» [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/456044318
5. Костина О. В. Анализ и классификация методов анкерования фундаментов магистральных трубопроводов на разуплотненных грунтах // Master's Journal. – 2019. – №. 2. – С. 119-126.
6. Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода при прокладке в условиях многолетнемерзлых грунтов: пат. 2643914 Рос. Федерация: МПК E02D 27/46 / авторы Шамилов Х. Ш. [и др.]
7. № 2016147297; заявл. 01.12.2016; опубл. 06.02.2018, Бюл. № 4.
8. Устройство для термостабилизации мерзлого грунта: пат. 163882 Рос. Федерация: МПК E02D 3/00 / авторыВасильев Н.К. [и др.] № 2016104150/03; заявл. 09.02.2016; опубл. 10.08.2016, Бюл. № 22
9. Урманова А. Р. ТЕХНОЛОГИЯ ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ ГРУНТА //Аллея науки. – 2018. – Т. 8. – №. 11. –
10. С. 59-63.
11. Борисова И. А. Анализ систем температурных стабилизаций вечномерзлых грунтов //Научные исследования и современное образование. – 2019. – С. 69-73

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ МЕЖСЕКЦИОННЫХ УПЛОТНЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ МНОГОСТУПЕНЧАТОГО НАСОСА «GRUNDFOS»

Рюмкин К.К., Шахметов И.Н.
Научный руководитель - доцент Н.В. Чухарева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Политика импортозамещения в нефтегазовой отрасли Российской Федерации направлена на интенсивное снижение доли импорта, что обусловлено постоянным усилением санкционного режима со стороны стран Запада. Данная политика отражена в программе энергетического развития РФ, которая была утверждена правительством от 9 июня 2020 г. [7]. Сроки реализации программы - до 2035 года.

Иностранные партнеры всё чаще блокируют поставки оборудования, запасных частей и высокотехнологичных материалов. Для минимизации вышеупомянутого риска наряду с [7] реализуются программы импортозамещения, одна из которых уже показала хорошие результаты. В соответствии с которой [4], доля импортного оборудования в нефтегазовой отрасли на отечественном рынке сократилась на 48% (с 88% до 40%) в период с 2015 по 2020 гг. Ввиду высокой эффективности данной программы, в 2019 г. был утвержден новый план мероприятий на период следующих пяти лет до 2024 г., который предусматривает снижение доли импорта до 25% [5].

Как следует из программы правительства по импортозамещению в исследуемой отрасли [5], плановая доля импорта насосного оборудования значительно ниже начального значения (рис. 1). Существенное сокращение поставок импортного оборудования в исследуемом технологическом направлении позволит поднять нашу промышленность на новый уровень и, в частности, более качественно подойти к вопросам ресурсосбережения.

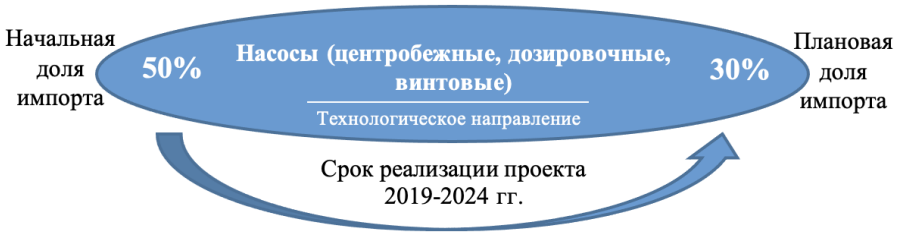


Рис.1 Проект импортозамещения технологического направления: насосы

Наиболее часто применяемые для перекачки жидких углеводородных сред являются центробежные многоступенчатые насосы, которые используются на стадии проектирования действующих элементов системы, на линейной части трубопровода, а также для утилизации нефтешлама, при аварийных разливах нефти. Повсеместное использование данного вида насоса связано с его высокой производительностью, простотой технического обслуживания и ремонта, а также надежностью и долговечностью.

Бесперебойная работа насосного агрегата в первую очередь обуславливается его техническим состоянием. Несмотря на постоянное увеличение объема производства отечественного насосного оборудования проблема своевременного технического обслуживания и ремонта импортного оборудования является актуальной. Каждый насосный агрегат комплектуется индивидуальными запасными частями, инструментом и принадлежностями (ЗИП). Наличие полного комплекта ЗИП является важным аспектом при эксплуатации любого вида оборудования. На рисунке 2 представлена статистика причин поломок [1], в которой неисправность сальниковых уплотнений занимает лидирующее положение в списке. Данный факт очередной раз подтверждает необходимость в полном комплекте ЗИП.

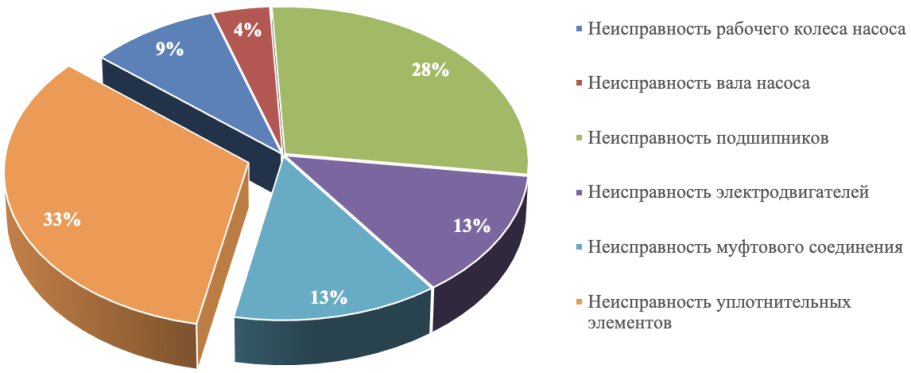


Рис.2 Статистика возможных причин поломок насосного оборудования

При выполнении лабораторной работы на стенде по очистке нефти/нефтепродуктов от механических примесей была выявлена течь центробежного многоступенчатого насоса “Grundfos CM-A 1-3” в местах

межсекционных уплотнений. Данный насос входит в замкнутую систему очистки и является неотъемлемым элементом. В связи с этим было необходимо восстановить насосный агрегат за короткий срок. Характеристики рассматриваемого насоса приведены на рис. 3 [3].

Максимальное рабочее давление	**10 бар**
Номинальная подача воды	**1 м^3/ ч**
Номинальный напор	**17.7 м**
Температура перекачиваемой жидкости	**-20…+40 ℃**
Частота вращения вала двигателя	**2900 об/мин**
Мощность электродвигателя	**0,3 кВт**

Рис.3 Технические характеристики GRUNDFOS CM-A 1-3

После выполнения работ по разборке насосного агрегата был составлен перечень необходимых запасных частей, в который входят межсекционные уплотнительные кольца в количестве 4 шт. Проанализировав рынок запасных частей к центробежным насосам компании “Grundfos” было выявлено, что межсекционные уплотнения входят в состав комплекта запасных частей. При этом следует отметить высокую стоимость и большой срок поставки оригинальных запасных частей. Поэтому было предложено использование межсекционных уплотнений собственного производства, стоимость и срок изготовления которых значительно меньше (таблица 3). В качестве уплотнительного материала была выбрана листовая резина толщиной 0,5 мм, из которой были изготовлены межсекционные уплотнительные кольца с помощью лазерной резки в соответствии с посадочными размерами.

Согласно инструкции по эксплуатации и нормативным документам [2,6] центробежный многоступенчатый насос после проведения ремонтных работ должен быть подвержен испытаниям на герметичность. Результаты гидроиспытаний показали, что уплотнительные кольца собственного производства могут использоваться на данном насосном агрегате.

В таблице 1 отображены результаты расчета стоимости и срока изготовления ЗИП для GRUNDFOS CM-A 1-3, а также приведена найденная стоимость и срок поставки ЗИП завода изготовителя.

Таблица

Стоимость и сроки поставки ЗИП для GRUNDFOS CM-A 1-3

	ЗИП завода изготовителя	ЗИП отечественного производства
Стоимость, руб	9780,78	1385,00
Срок поставки (изготовления)	1 месяц	3 дня

Проведение технического обслуживания и ремонта с использованием запасных частей отечественного производства позволит снизить эксплуатационные затраты приблизительно в 7 раз на примере вышеуказанного насосного агрегата, сократить время простоя центробежного насоса и реализовать план программы импортозамещения отдельных узлов и деталей ЦНА до 2024 года.

Литература

1. Герасимова М. Н., Логинов А. Ю., Потапов В. В. Анализ неисправностей центробежных насосов теплоисточников ЗАО «БАЙКАЛЭНЕРГО» // Вестник ИрГСХА. – 2017. – №. 80. – С. 78-82.
2. ГОСТ EN 12162-2017. Насосы жидкостные. Требования техники безопасности. Процедура гидростатического испытания [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200161173
3. Многоступенчатый центробежный насос Grundfos CM-A 1-3 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.abiana.ru/g/grundfos/110801/
4. Об утверждении плана мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения Российской Федерации года [Электронный ресурс] приказ Минпромторга России от 31 марта 2015 № 645. – Режим доступа: https://minpromtorg.gov.ru/common/upload/files/docs/6451.pdf
5. Об утверждении плана мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения Российской Федерации года [Электронный ресурс] приказ Минпромторга России от 16 апреля 2019 № 1329. – Режим доступа: https://rulaws.ru/acts/Prikaz-Minpromtorga-Rossii-ot-16.04.2019-N-1329/
6. Паспорт, Руководство по монтажу и эксплуатации насосов Grundfos CM [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://cdn.gf-shop.ru/download/katalog-grundfos-cm-cme.pdf
7. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс] распоряжение Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 № 1523-р. – Режим доступа: https://minenergo.gov.ru/node/1026

МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЁННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ КОМПОЗИТНОГО ТРУБОПРОВОДА

Стрюк С.О.
Научный руководитель - старший преподаватель В.П. Бурков
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Согласно отчету, представленному одной из нефтедобывающих компаний Томской области, с момента ввода в эксплуатацию в 2011 году промыслового трубопровода одного из месторождений было зафиксировано 27 отказов. Отмечено, что 23 из 27 отказов приходятся на 2017 год.

Характеристики рассматриваемого трубопровода следующие:

- наружный диаметр 325 мм;
- толщина стенки 8 мм;
- длина участка 20 км;
- давление на входе 2,8 МПа;
- материал 13ХФА.

В результате лабораторных исследований и гидравлического моделирования процесса работы нефтесборного трубопровода месторождения Томской области специалистами было установлено, что разрушение трубопровода происходит в результате протекании интенсивной локальной коррозии.

Интенсификация процесса коррозии обусловлена повышенным содержанием углекислого газа и кислорода в транспортируемой жидкости, наличием сульфатвосстанавливающих бактерий, отделением попутно-добываемой воды и распределением её по нижней образующей трубопровода на 40 – 50 % сечения.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы бакалавра, мной были предложены мероприятия по повышению эксплуатационных свойств данного участка промыслового трубопровода. Одним из таких мероприятий, является замена традиционных стальных труб на композитные (стекловолоконные, базальтоволоконные) в рамках технического перевооружения данного трубопровода. Для исследования в этом направлении, Национальным исследовательским Томским политехническим университетом были приобретены восемь образцов композитных труб производства ООО «ПОТОК-М» [2].

Для определения возможности применения рассматриваемых композитных труб для замены стальных был проведен спектральный анализ образцов эпоксидной смолы всех закупленных труб. Результаты анализа подтвердили стойкость рассматриваемых труб к веществам, содержащимся в транспортируемом флюиде [2].

Для определения прочностных характеристик закупленных труб, были проведены испытания на растяжение в соответствии с инструкциями, представленными в [1]. Чтобы определить возможность применения рассматриваемых композитных труб, необходимо провести расчет и анализ напряженно-деформированного состояния (НДС) катушки стекловолоконной трубы в условиях работы действующего стального трубопровода. С этой целью в программе Autodesk Inventor мной была построена CAD-модель катушки трубы. Расчет НДС проводился в программе Ansys.

При построении CAD-модели катушки использованы заводские параметры трубы из каталога труб ООО «ПОТОК-М»: наружный диаметр композитной трубы 327,7 мм, толщина стенки 13,7 мм, длина одной трубы 11 м. С целью упрощения построения модели было принято допущение об отсутствии резьбового соединение на торцах трубы, которое имеют реальные заводские трубы.

При загрузке CAD-модели в программу Ansys был выбран материал стекловолокно (Epoxy S-Glass UD). Некоторые стандартные параметры используемого материала были заменены на параметры, представленные в документации производителя, а именно:

- Плотность (Density): 1960 кг/м^3;
- Модули упругости (Young’s Modulus):
  - по окружности 22,8 ГПа;
  - по оси 13,8 ГПа.
- Коэффициент Пуассона (низший) (Poisson’s Ratio) составляющий 0,39.

Нагрузка для модели задана следующая:

- Давление транспортируемой среды, составляющее 2,8 МПа, приложенное к внутренней поверхности трубы;
- Расчетное давление грунта на трубу, составляющее 0,03 МПа, приложенное к внешней поверхности трубы по вертикальной оси Y.

При задании входных данных в программе Ansys были приняты следующие допущения:

- Отсутствует продавливание грунта под трубой. Установлено перемещение нижней образующей трубы равное нулю по вертикальной оси Y.
- Модель имеет следующие опоры: консольная заделка (Fixed support) с одного торца, и подвижная опора с запретом перемещения в продольном направлении трубопровода (Frictionless Support) с другого торца.
- Давление грунта на трубу учитывается только по вертикальной оси Y.

В результате расчетов в программе Ansys максимальное расчетное напряжение равно σ_{max} = 73,848 МПа. Зафиксированы максимальные напряжения на торце трубы, со стороны Fixed Support, в зонах на 3 и 9 часов циферблата (рисунок 1, 2).

Максимальное общее перемещение составило U_o = 0,76 мм. Максимальное перемещение наблюдается в зонах трубы, расположенных на 3 и 9 часов циферблата (рисунок 3).

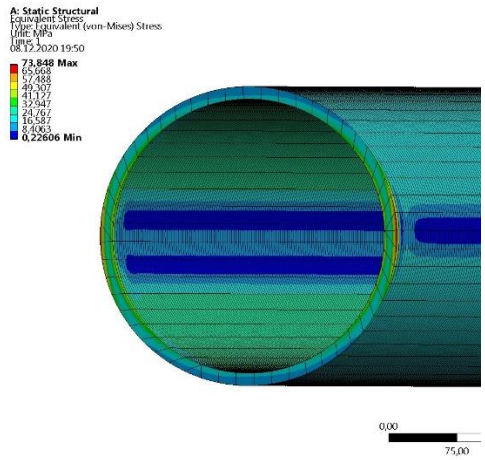


Рис. 1 Расчетные напряжения со стороны Fixed Support

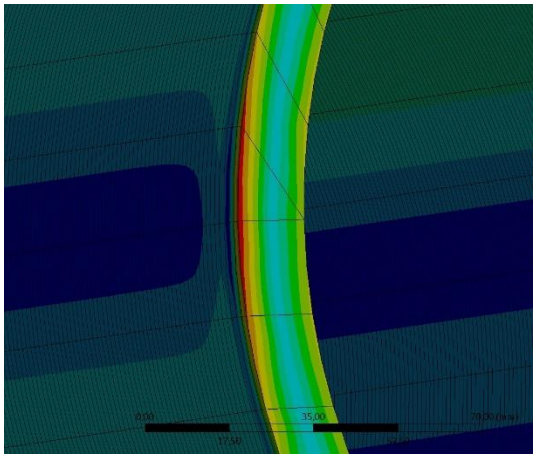


Рис. 2 Расчетные напряжения со стороны Fixed Support, масштаб увеличен

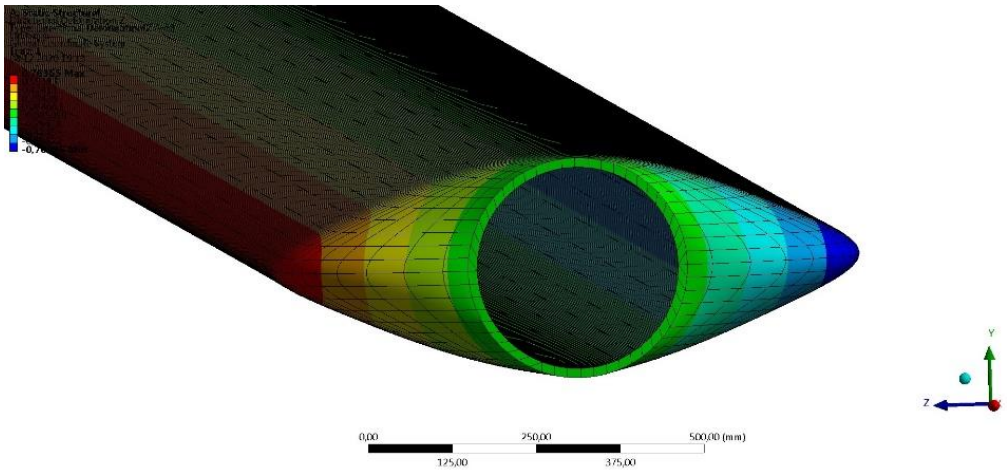


Рис. 3 Общий вид сдавливания трубы в увеличенном масштабе деформации

Таким образом, в результате моделирования НДС катушки композитной трубы было получено значение максимального расчётного напряжения. Для определения требуемой толщины стенки композитной трубы при рассматриваемых нагрузках, в зависимости от необходимого коэффициента запаса прочности, нужно учитывать результаты испытаний по определению минимального разрушающего давления труб разных диаметров (результаты испытаний на растяжение).

Литература

1. ГОСТ 11262-2017 (ISO 527-2:2012) Пластмассы. Метод испытания на растяжение.
2. Стрюк С. О. Разработка мероприятий, направленных на повышение эксплуатационных свойств промысловых трубопроводов в условиях высокой обводнённости транспортируемой среды: бакалаврская работа / С. О. Стрюк; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. П. В. Бурков. — Томск, 2020.

АНАЛИЗ ОПАСНЫХ ФАКТОРОВ ВОСПЛАМЕНЕНИЯ И ВЗРЫВА В РЕЗЕРВУАРАХ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ

Федорова Т.В.
Научный руководитель - профессор П.А. Стрижак
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяная и газовая промышленность одна из экологически опасных отраслей в мире. При возникновении аварии увеличивается вероятность разлива нефти и нефтепродуктов в окружающую среду, так же риск воспламенения и взрыва на объектах нефтегазового комплекса [4]. Вследствие этого возрастает необходимость в вопросе управления техногенными рисками, формированию порядка действий по увеличению устойчивости функционирования объектов.

Изучение оценки риска на объектах нефтегазовой промышленности подразумевает распознавание источников опасности и изучения их механизмов возникновения.

Статистика Ростехнадзора [3] по авариям в нефтегазовом комплексе регистрирует до ста техногенных аварий, где, примерно, половину из них связаны с пожаром. В сводке за 2020 год (январь – ноябрь) на опасных производственных объектах нефтегазовой отрасли случилось 37 аварий, это на 9 аварий меньше, чем за аналогичный период 2019 года. Основными причинами чрезвычайных ситуаций были выбросы опасных веществ, из них: 43% взрывов, разрушений техническими устройствами и сооружений – 38%, пожаров – 19%. Данная статистика составлена без учета аварий на скважинах, которые не зарегистрированы в качестве опасных производственных объектов и те случаи, где нефтегазовые организации классифицировали как инциденты, а не аварии. Проанализировав данные статистики аварий на нефтегазовых объектах с 2014 по 2020 года, был получен график (рисунок) распределения динамики аварий.

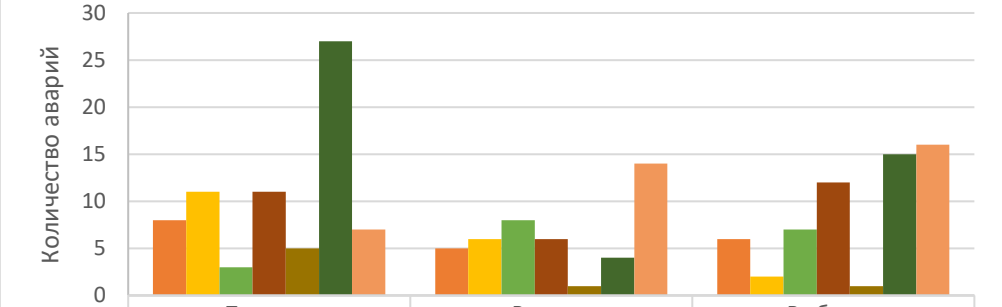
Анализ показывает, что в целом количество аварий из года в год растет, что приводит к большому выбросу вредных веществ в атмосферу.

Возникновение и развитие пожаров зачастую имеет стихийный характер. Неконтролируемое развитие аварийных ситуаций сопровождается выбросом значительного количества нефтепродуктов, что представляет серьезную экологическую опасность, может привести к значительным повреждениям сооружений, оборудования, технологических установок, а также возникает высокая опасность для обслуживающего персонала и пожарных бригад.

Ниже приведены основные причинами возникновения пожаров в резервуарах:

– конструктивные особенности резервуара;
– наличие источника зажигания;
– свойства горючих жидкостей;
– наличие пожароопасных жидкостей внутри/снаружи резервуаров;
– погодные условия;
– технологические режимы эксплуатации резервуаров.

Пожары в резервуарах чаще всего возникают из-за взрыва паровоздушной смеси. Факельное горение происходит на дыхательной арматуре, в месте соединения пенных камер и стенок резервуара, в отверстии или трещине на крыше, или стенках резервуара, когда концентрация пара жидкости, хранимой в резервуаре, превышает верхний концентрационный предел распространения пламени. Первоисточником распространения огня в системах обвалования резервуаров, возникают: перелив хранимой жидкости, нарушение герметичности резервуара, фланцевых соединения, задвижек [1].



	Пожары	Взрывы	Выбросы
2014	8	5	6
2015	11	6	2
2016	3	8	7
2017	11	6	12
2018	5	1	1
2019	27	4	15
2020	7	14	16

Рис. График распределения динамики аварий на объектах нефтегазовой промышленности

Проведен анализ опасных факторов в резервуарах хранения нефти. Наиболее экономически эффективным способом развития нефтегазовой отрасли является увеличение объема отдельных резервуаров, следовательно, сокращение аварий, экономии места на территории нефтегазового месторождения и технологических затрат. Но в этих условиях пожар в одном из резервуаров может вызвать каскадное развитие пожара с распространением на весь резервуарный парк и прилегающую территорию [2]. Совершенствование способов предотвращения пожаров в резервуарных парках снизит возникновение опасности для технологического оборудования, обслуживающего персонала и окружающей среды.

Литература

1. Калач, А. В. К вопросу о совершенствовании технологии и техники пенного пожаротушения [Текст] / А. В. Калач // Пожаровзрывобезопасность. – 2017. – Т. 26, №1. – С. 75.
2. Кицак, А. И. Влияние нестационарности процесса теплопередачи на эффективность тушения пожара подкласса А1 модулем порошкового пожаротушения [Текст] / А. И. Кицак // Пожарная безопасность. – 2019. – №3. – С. 176.
3. Официальный сайт Ростехнадзора [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.gosnadzor.ru/.
4. Швырков, А. С. Нормирование требований пожаробезопасности к геометрическим параметрам ограждений резервуаров типа «стакан в стакане» [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Швырков Александр Сергеевич. – Москва, 2019. – 141 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕМОНТНОЙ КОНСТРУКЦИИ ДЕФЕКТНОГО УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ANSYS

Фролова А.В.
Научный руководитель - доцент В.К. Никульчиков
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время трубопроводный транспорт является важнейшем сектором в нефтегазовой отрасли, однако трубопроводы, находящиеся в эксплуатации подвержены воздействию различным неблагоприятным факторам, в результате которых состояния участков трубопровода ухудшается. В следствии повреждений на данных участках будут неизбежно возникать дефекты различных видов. Одной из причин аварий являются дефекты, полученные в результате механический воздействий. Доля механических повреждений нефтепроводов составляет 33% всех аварий [1].

Во избежание опасных последствий необходимо проводить своевременный ремонт, который позволит продлить срок действия магистрального трубопровода.

К наиболее распространённым методам относится ремонт с применением ремонтных конструкций. В качестве ремонтных конструкций в нефтегазовой промышленности применяются постоянные и временные муфты [3].

На сегодняшний день выпускается множество разновидностей ремонтных конструкция, которые отличаются по назначению в зависимости от типа и параметра ремонтируемого дефекта.

Для проведения ремонта дефектов стенки нефтепровода, коррозионных дефектов и вмятин широко применима ремонтная конструкция обжимного типа – приварная обжимная муфта с технологическими кольцами (муфта П2). Данная муфта является одной из среди часто используемых ремонтных конструкций, устанавливаемая на магистральных нефтепроводах. Муфта П2 представляет собой конструкцию из трех элементов: центральное кольцо и два технологических кольца. Общий вид данной муфты представлен на рис.1.

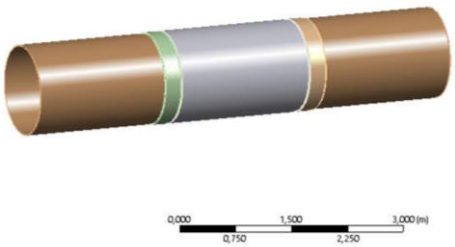


Рис. 1 Общий вид муфты П2 с центральным кольцом и технологическими кольцами

Для анализа эффективности работы муфты необходимо провести расчет критериев прочности участка нефтепровода с дефектом в виде трещины и отремонтированного участка с использованием данной ремонтной конструкции муфты П2. Анализ проводился на основе расчета центральной части муфты.

Данную задачу целесообразно решать методом конечных элементов, который в настоящее время является одним из самых востребованных для расчетов прочности [4].

В процессе проведения конечно-элементного анализа было проведено моделирование участка нефтепровода в Inventor.

Построение модели было произведено с учетом следующих характеристик: наружный диаметр нефтепровода 530 мм, толщина стенки трубы 8 мм, глубина трещины 5 мм, толщина стенки муфты 7 мм, труба и муфта сделаны из стали 17Г1С. Далее произведено импортирование модели в программный комплекс ANSYS, в котором построена конечно-элементная сетка, заданы конечные условия: давления в трубопроводе 3 МПа, жесткая заделка. Результаты распределения суммарных перемещений двух случаев представлены на рис.2 и на рис.3.

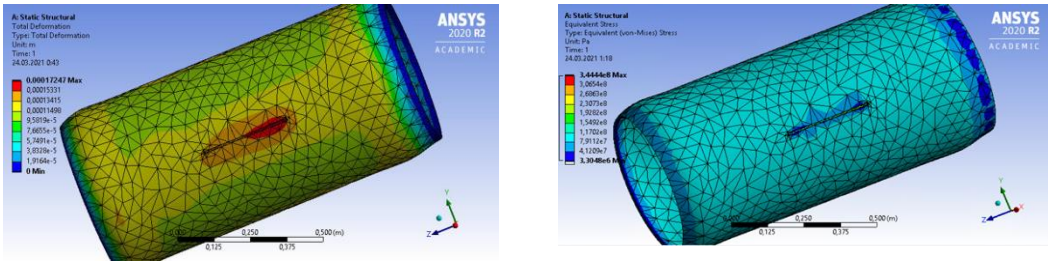


Рис.2 Распределение суммарных перемещений и эквивалентных напряжений участка с трещиной

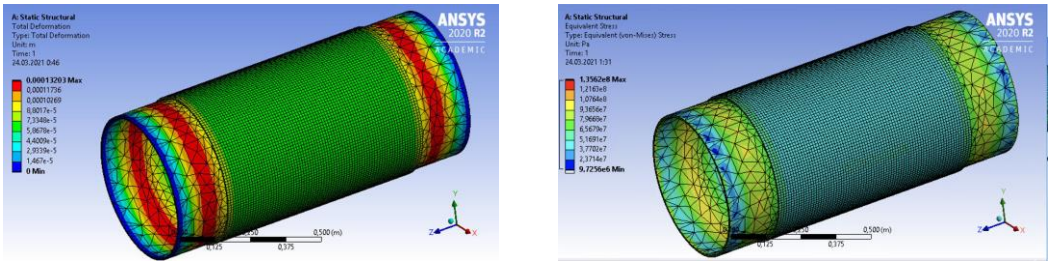


Рис.3 Распределение суммарных перемещений и эквивалентных напряжений участка с муфтой

При давлении 3 МПа в области дефекта возникают напряжения до 344 МПа, которые превышают предел текучести заданной стали, что приводит к пластическим деформация на месте трещины. При том же давлении в области дефекта с установленной муфтой возникают напряжения, которые не превышают предела прочности стали и тем самым не угрожают разрушению участка трубопровода. Максимальное напряжение на участке с ремонтной конструкцией 132 МПа.

Также об эффективной работоспособности ремонтной конструкции служит расчет запаса прочности, который показал, что минимальный коэффициент запаса прочности участка нефтепровода в первом случае 0,72, что говорит о том, что условие прочности не выполняется и трубопровод будет разрушаться. Во втором случае коэффициент запаса прочности составляет 1,8 что соответствует минимальному значению коэффициента запаса прочности при эксплуатации.

Таким образом, выше было получено решение статической задачи. По результатам ее решения для данных двух случаев были найдены поля напряжений и деформация, на основании которых при анализе напряженно-деформированного состояния участка магистрального нефтепровода в программном комплексе ANSYS доказана надежность ремонтной конструкции – муфты П2.

Помимо нахождения напряжения и деформации участка трубопровода, проведена оценка усталости, поскольку труба, работает в условиях циклического напряжения, что является одной из причин выхода из строя магистрального нефтепровода.

В данном решении были рассмотрены усталостная долговечность и коэффициент запаса по амплитудам напряжений (полная локальная деформация). Для получения необходимых результатов был задан вид пропорционального нагружения: отнулевой цикл регулярного нагружения, R=0. С учетом величины давления, шкалирующий множитель равен 1. Методом описания кривой усталости выбран SN подход, так как задана последовательностью точек амплитуд напряжений при симметричном цикле нагружения и долговечности. Для задания метода учета асимметрии цикла напряжений для получения эквивалентных амплитуд симметричного цикла напряжений выбрана модель Гудмана. Коэффициент снижения предела выносливости равен единице, так как диаметр детали равен 530 мм [2].

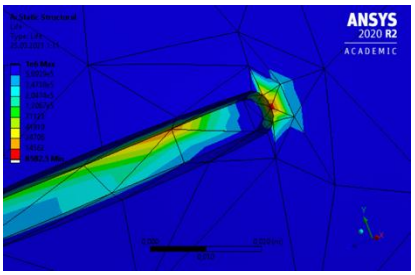


Рис.4 Распределение долговечности участка с трещиной

Распределение долговечности (количества циклов) трещины показано на рис.4. Значения долговечности представлены в циклах нагружения, минимальное значение циклов у участка с трещиной составляет 8582, в свою очередь участок с муфтой циклы нагружения составляют 10^6 и распределены равномерно по всей поверхности трубы. На рис.5 наименьший коэффициент запаса по амплитудам напряжения у трубопровода распределяется в зоне трещины, на рис. 6 у участка с муфтой значение больше единицы.

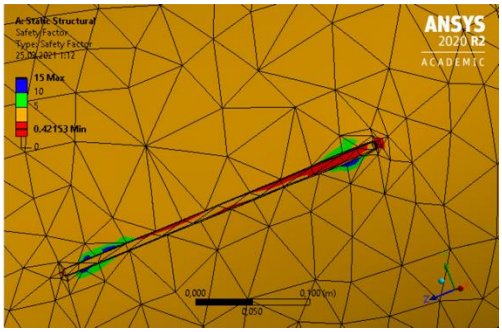


Рис.5 Коэффициент запаса по амплитудам напряжения участка с трещиной

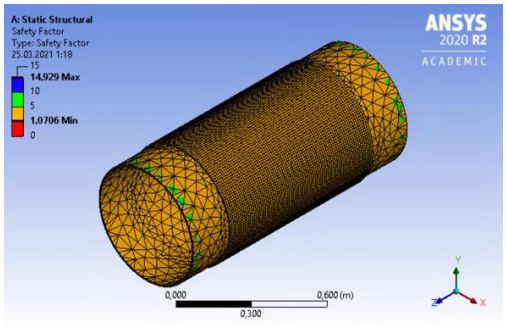


Рис.6 Коэффициент запаса по амплитудам напряжения участка с муфтой

По результатам данного расчета напряжения, деформации и усталостных свойств доказана эффективность использования ремонтной конструкции в виде приварной обжимной муфты П2, которая позволяет увеличить срок службы участка нефтепровода, имеющего дефект в виде трещины.

Литература

1. Булавинцева А.Д., Мазуркин П.М. Динамика аварий по причиненному ущербу на линейной части магистральных нефтепроводов ОАО «АК ТРАНСНЕФТЬ» // Современные наукоемкие технологии. – 2011. – № 4. – С. 64–67.
2. Берендеев Н.Н. Методы решения задач усталости в пакете ANSYS WORKBENCH: Учебно-методическое пособие. – Нижний Новгород: Нижегородский государственный университет, 2012. – 64 с.
3. РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
4. Ю.А. Сагдеева, С.П. Копысов, А.К. Новиков Введение в метод конечных элементов: метод. пособие. – Ижевск: Удмуртский университет, 2011. – 44с.

ПРИМЕНЕНИЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ ПО УЧАСТКУ ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА

Черных В.Т.
Научный руководитель - доцент Н.В. Чухарева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На современном этапе в общем балансе добычи нефти наблюдается значительное увеличение доли трудноизвлекаемых запасов, что связано с выработкой высокопродуктивных месторождений и истощением залежей маловязких нефтей. Согласно приказу Минприроды РФ от 1998 г. [4] к данным запасам следует относить «запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционно используемыми способами». Таким образом, запасы битуминозной нефти можно отнести к трудноизвлекаемым, так как при ее добыче используется парогравитационный метод добычи, заключающийся в введении пара в пласт [1].

В связи с увеличением объема добычи битуминозной нефти возникает проблема в обеспечении надежной и эффективной транспортировки по трубопроводам. Из-за аномально высокой вязкости такая нефть является малоподвижной. Следовательно, при изменении внешних условий ее перекачка по трубопроводам предполагает развитие осложняющих процессов, связанных с загустеванием жидкости, что значительно усложняет технологию ее продвижения по трубам и приведет к дополнительным энергозатратам. Поэтому выбор наиболее подходящего метода для перекачки битуминозной нефти, обеспечивающей экономичность работы нефтепроводов, является актуальным.

Перед тем, как приступить к выбору наиболее энергоэффективной технологии для транспортировки битуминозной нефти по трубопроводу, необходимо знать физико-химические свойства перекачиваемого продукта, а именно его плотность, вязкость, температуру начала застывания и компонентный состав, включающий в себя содержание парафинов, асфальтенов и смол [3].

Литературный обзор и анализ нормативно-технической документации в [7] свидетельствует, что можно выделить отличительную особенность битуминозной нефти: повышенные плотность (более 895 кг/м^3) и вязкость (более 10 Па·с в пластовых условиях). Рассматривая компонентный состав, можно отметить в таких углеводородах низкое содержание парафинов (до 1,5%), следовательно, такую нефть нельзя относить к легкозастывающим. При этом суммарное содержание смол и асфальтенов в перекачиваемом продукте может варьироваться от 25 до 40%, что является причиной специфических реологических свойств нефти. Таким образом, только на основе физико-химических характеристик битуминозной нефти и их изменений в процессе транспорта, можно выбирать наиболее эффективную технологию, облегчающую условия перекачки.

Как показывают исследования [6], технологии по воздействию на структуру парафина (введение присадок, термо- и виброобработка) не являются приемлемыми для битуминозной нефти, вследствие их малого содержания. Другой технологией, предлагаемой в современной практике, является перекачка высоковязкой нефти с водой. Однако

данный метод является энергозатратным (перерасход энергии на конечных пунктах из-за разделения, образовавшегося вследствие транспортировки водонефтяной эмульсии и необходимости введения деэмульгаторов для повышения качества процесса).

В связи с вышеизложенным, наиболее подходящей технологией для перекачки аномально вязких нефтей по трубопроводам является «горячая» перекачка (метод 1) и перекачка с углеводородным разбавителем (метод 2), если вблизи расположены поставщики легких углеводородов.

Важно отметить, что на практике может применяться комбинация технологий: метод 1 + метод 2. Это связано с тем, что применение только подогрева может привести к высоким затратам на перекачку и нанести непоправимый ущерб изоляционному покрытию вследствие развития процессов адгезионного разрыва и потери защитных функций от коррозии (многие антикоррозионные покрытия рассчитаны на максимальную температуру стенки трубопровода до +50 ºС [5]). Также «горячие» нефтепроводы имеют ограничения при прокладке на многолетнемерзлых грунтах. Подземная прокладка приводит к всплытию трубопровода, вследствие таяния мерзлоты. Следовательно, должна использоваться надземная прокладка, предусматривающая применения специальных опор. Однако при данном способе прокладки повышаются требования к качеству стали трубопровода вследствие значительных перепадов температур, что в итоге приведет к дополнительным затратам на проектирование и сооружение нефтепровода. С другой стороны, применение только разбавителей не всегда позволяет соблюдать условия разбавления аномально вязкой нефти с маловязким компонентом: смешение двух жидкостей должно производится при температуре на 3-5 ºС выше температуры начала застывания. Иначе эффективность разбавителя резко уменьшится и возможен риск возникновения расслоения смеси [2].

Продолжая раннее проведенные авторские исследования [8], в данной работе был рассмотрен модельный участок промыслового нефтепровода, расположенного между дожимной насосной станицей и центральным пунктом сбора. Данный трубопровод предназначен для перекачки битуминозной нефти в смеси с разбавителем, в роли которого выступает маловязкая карбоновая нефть. Для оценки эффективности комбинированной перекачки над методом 1 и методом 2 был проведен расчет на основе исходных данных в таблице 1.

Таблица 1

Исходные данные, принятые для расчетов

Наименование показателя	**Значение**
Массовый расход нефти G, млн.т/год	10
Внутренний диаметр нефтепровода d, м	0,51
Длина участка промыслового нефтепровода L, м	18000
Температура окружающей среды t_0, ˚С	0
Температура нефти, необходимая в конце участка $t_{заст}$, ˚С	18
Стоимость единицы механической энергии $\sigma_м$, руб/(Вт·с)	$3{,}9\cdot10^{-7}$
Стоимость единицы тепловой энергии $\sigma_т$, руб/(Вт·с)	$1{,}5\cdot10^{-7}$
Стоимость единицы массы разбавителя $\sigma_р$, руб/кг	$4\cdot10^{-3}$
Коэф. теплопередачи от нефти в окружающую среду при турбулентном режиме $K_Т$, Вт/(м^2·К)	13,76
Коэф. теплопередачи от нефти в окружающую среду при ламинарном режиме $K_Л$, Вт/(м^2·К)	12,38
Плотность нефти при 20 ˚С $\rho_н$, кг/м^3	964
Плотность разбавителя при 20 ˚С $\rho_р$, кг/м^3	911
Динамическая вязкость нефти при 20 ˚С $\mu_н$, Па·с	2,753
Динамическая вязкость разбавителя при 20 ˚С $\mu_р$, Па·с	0,101

Расчет эксплуатационных затрат, зависящие от начальной температуры подогрева $t_н$ и количества разбавителя X, проводился согласно алгоритму, представленному раннее в работе [8]. Полученные результаты были сведены в таблицу 2.

Таблица 2

Результаты расчетов эксплуатационных затрат (ΔS)

ΔS, млн.руб/год											
$t_н$, ˚С / X	**0**	**0,05**	**0,1**	**0,2**	**0,3**	**0,4**	**0,5**	**0,55**	**0,6**	**0,7**	**0,8**
0	490,79	419,33	352,07	236,80	153,84	105,00	85,52	83,83	85,49	92,30	93,90
10	137,17	129,27	121,73	105,97	89,20	75,61	67,33	66,04	66,26	71,40	80,61
20	74,98	73,62	72,56	69,89	66,18	63,42	86,05	91,85	89,20	96,49	109,10
29	65,20	64,93	65,04	65,30	**65,12**	92,40	86,24	91,53	96,74	107,38	119,09
30	65,15	64,92	65,07	65,50	65,54	93,42	87,51	92,75	97,95	108,53	120,14
40	72,88	72,63	73,17	93,94	97,01	92,56	100,81	106,05	111,24	121,56	132,68

Оранжевым цветом в таблице 2 выделены ячейки, в которых конечная температура битуминозной нефти на участке промыслового нефтепровода меньше необходимой, указанной в таблице 1. Следовательно, перекачка продукта при таких параметрах температуры подогрева и концентрации разбавителя будет невозможна.

В желтой ячейке обозначены минимальные эксплуатационные затраты (65,12 млн. руб./год), которые соответствуют комбинированной перекачке продукта со следующими условиями: концентрация разбавителя составляет 30%, начальная температура подогрева – 29 ˚С. Затраты на транспортировку битуминозной нефти без применения технологий для ее перекачки составляют 490,79 млн. руб./год. Следовательно, применение

предварительного подогрева и разбавления транспортируемого продукта совместного позволит снизить эксплуатационные затраты на 86,7 %.

Таким образом, применение комбинированной перекачки битуминозной нефти позволит значительно сократить эксплуатационные затраты (затраты на перекачку, подогрев и разбавление нефти), тем самым повысив ресурсоэффективность предприятия трубопроводного транспорта.

Литература

1. 1 млн т сверхвязкой нефти добыла Татнефть на Ашальчинском месторождении [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://neftegaz.ru/news/dobycha/222705-1-mln-t-sverkhvyazkoy-nefti-dobyla-tatneft-na-ashalchinskom-mestorozhdenii/
2. Марон, В. И. Гидравлика двухфазных потоков в трубопроводах [Текст]: учеб. пособие / В. И. Марон. – СПб.: Изд-во «Лань», 2012. – 256 с.
3. Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 N 477 [Электронный ресурс]: распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.11.2013 № 477. – Доступ из справ. -правовой системы «КонсультантПлюс».
4. О временных критериях отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых [Электронный ресурс] : приказ Министерства природных ресурсов РФ от 13.02.1998 № 41. – Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
5. ТТК. Изоляция трубопровода с применением полиэтиленовой ленты ЛДП дублированной по ГОСТ Р 51164-98 вручную [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/493577754
6. Хамидоллаев, Д. Т. Методы перекачки высоковязких нефтей // Д. Т. Хамидоллаев, Д. Б. Садакбаева // International scientific review. – 2015. – №. 2. – С. 30–32.
7. Чухарева, Н. В. Выбор оптимальных параметров при перекачке битуминозной нефти по трубопроводу [Текст] / Н. В. Чухарева, В. Т. Черных // материалы IV Всероссийской научно-практической конференции. – Омск, 2020. – С. 36–42.
8. Чухарева, Н. В. Горячая перекачка. Повышение эффективности работы нефтепроводов при перекачке битуминозной нефти [Текст] / Н. В. Чухарева, В. Т. Черных // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – №. 12. – С. 78–82.

ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ДЛЯ БОРЬБЫ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

Шафикова В.В.

Научный руководитель – доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Асфальтены, смолы и парафины кристаллизуются в потоке транспорта нефти в результате природных процессов, что приводит к их осаждению во внутренней полости трубопровода. При длительной разработке и эксплуатации нефтяных месторождений, содержание асфальтенов (АС), смол (С) и парафинов (П) в конечном продукте увеличивается и определяет пропускную способность, производительность. Энергопотребление и выполнение контрактов поставок готовой товарной продукции повышается. Возрастание АС+С+П увеличивает себестоимость нефти и нефтепереработки и требует привлечения организаций для утилизации образовавшихся нефтешламовых остатков при очистке оборудования и трубопроводов от отложений.

Знание состава добываемой среды, понимание процессов кристаллизации АС+С+П и условий из прочного закрепления отложений, определение методик, средств и технических устройств, которые позволяет бороться с проблемой – весьма актуальны для любого предприятия.

Чем больше содержание смол и асфальтенов, тем прочнее структура отложений. Это сопряжено с увеличением вязкости нефти, плотности, сложностью протекания процессов транспортировки, поэтому имеются следующие ограничения [3]. Содержание парафинов в нефти влияет на легко застывание, в связи с этим, есть необходимые нормы по содержанию парафинов в нефти по ГОСТ 11851-2018 [1].

Таблица 1

Классификация нефти по содержанию парафинов, смол и асфальтенов

По Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 [3] по содержанию смол и асфальтенов		По ГОСТ 11851-2018 [1] по количеству парафинов	
типы нефти	содержание смол и асфальтенов, %	типы нефти	содержание парафинов,%
малосмолистые	менее 5%	малопарафинистые	менее 1,5%
смолистые	5-15%	парафинистые	1,51-6%
высокосмолистые	более 15%	высокопарафинистые	Более 6%

В случае если все отложения имеют центр кристаллизации в виде механических примесей, то они так же будут иметь прочную структуру. Поэтому имеются ограничения по содержанию механических примесей в соответствие с ГОСТ 6370-2018 [2].

При борьбе с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями применяют различные технологии. В современной отраслевой практике наибольшее значение, как в России, так и за рубежом, имеют следующие методы борьбы: механические, тепловые, химические, физические комплексные.

Существует множество подходов по борьбе с парафиновыми отложениями. В основном они делятся на: предотвращающие данные отложения и удаляющие их (рис. 1).

Рис.1 Методы борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями

Химические методики основаны на введение в добываемую продукцию химических компонентов, снижающих, а иногда и полностью предотвращающих формирование отложений.

Применение химических растворителей на данный момент является одним из оптимальных методов по удобству использования, затрат на реагент, борьбы сразу с несколькими проблемами, к тому же, после использования данного способа отложения превращаются в рыхлые и наполовину жидкие кристаллы, позволяющие сравнительно свободно извлекать их путем естественного течения жидкости во время функционирования трубопровода.

Как известно, эффективность устранения парафиновых отложений напрямую зависит от времени воздействия с растворителем, от температуры растворителя, от пропорции массы к объему растворителя [4].

Проведенный сравнительный анализ эффективности различных растворителей в соответствие с формулой показал, что растворитель, состоящий из смеси бензола и гексана, более эффективен, чем другие:

$$Э_t = \frac{m-m_1}{m} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где $Э_t$ – эффективность растворителя при температуре t, %;
t – температура растворителя, °С;
m – масса отложений, взятая для эксперимента m=X г;
m_1 – масса отложений после эксперимента, г.

Таблица 2

Характеристики растворителей АСПО

Растворители АСПО	Эффективность растворения Эt,%
Бензол+Гексан	82%
Нефрас–П–150/330	64%
Легкая смола пиролиза	78%
Газовый бензин	80%

На основании результатов кинетических исследований можно также провести направленный отбор и оценку эффективности растворителей для удаления отложений данного участка модельного трубопровода, состава нефти. Расчет константы скорости реакции данной смеси растворителя проводится в соответствии с формулой Саковича. По результатам, приведенным в таблице 3, ясно, что с увеличением температуры константа скорости реакции увеличивается, но незначительно. Так же заметно, что уже при 10°С имеется возможность удаления отложений растворителем ароматического происхождения при низких температурах.

Таблица 3

Влияние константы скорости реакции растворителя на температуру [5]

Образец (1:1)	*t*, °С	*n*	*k*, мин$^{-1}$
АСПО+бензол, гексан	10	1,00±0,07	$3{,}2\cdot10^{-2}$
	25	1,05±0,13	$5{,}00\cdot10^{-2}$
	40	1,04±0,11	$1{,}36\cdot10^{-1}$
	60	1,13±0,16	$2{,}63\cdot10^{-1}$

На практике обычно применяют комбинацию методов удаления АСП отложений. Рациональным решением при применение химического метода, а именно растворителя бензол+гексан, является последующая промывка трубопровода горячей жидкостью, связано это, как минимум, с двумя факторами: тепловой метод имеет ограничение по длине трубопровода (то есть не может промывать его на большие расстояния ввиду теплопотерь), что полностью удовлетворяет нашу ситуацию, так как модельный трубопровод – промысловый; обратная промывка отлично справляется с уже рыхлыми отложениями, оставшимися после применения растворителя, исключает образование парафиновых пробок.

Рациональное комбинирование химической обработки и использования горячей обратной промывки может значительно повысить эффективность эксплуатации трубопроводов и добиться снижения производственных затрат на транспортировку нефти.

Литература

1. ГОСТ 11851-2018 Нефть. Методы определения парафинов (с Поправкой) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200160491
2. ГОСТ 6370-2018 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей (с Поправкой) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200160609
3. Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 N 3-р (ред. от 19.04.2018) "Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 N 477". [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_253923/
4. Трубопроводныq транспорт углеводородов: материалы III Всерос. науч.- практ. конф. (Омск, 30 окт. 2019 г.)/Минобрнауки России, ОмГТУ.
– С. 201. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://elibrary.ru/item.asp?id=41439470
5. Иванова И. К., Шиц Е. Ю. Кинетические характеристики растворения компонентов асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в алифатико- ароматическом растворителе // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук, № 6, 2009. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://cyberleninka.ru/article/n/kineticheskie-harakteristiki-rastvoreniya-komponentov-asfaltosmoloparafinovyh-otlozheniy-aspo-v-alifatiko-aromaticheskom

ИЗУЧЕНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ КОМПЕНСАТОРОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Шахметов И.Н.

Научный руководитель - доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для увеличения уровня эксплуатационной надежности надземного трубопровода необходим учитывать такой фактор, как влияние температуры окружающей среды на трубопровод, вследствие которого происходит его температурная деформация. Данные перемещения могут привести к повреждению технологических объектов, расположенных на трубопроводе, а также к увеличению давления на опоры, которое способно сдвинуть их с места или разрушить. Для предотвращения этого на трубопроводах создаются компенсационные участки – компенсаторы.

В связи с этим актуальным становится вопрос об обеспечении высокой надежности, безопасности, а также минимально возможной металлоемкости надземного участка трубопровода еще на этапе проектирования.

Целью работы является исследование напряженно-деформированного состояния (НДС) участка трубопровода с различными видами компенсаторов при изменении температуры окружающей среды.

Расчет НДС участка надземного трубопровода с компенсаторами проводился методом конечных элементов, реализованным в программном комплексе ANSYS. Данный расчетный комплекс нашел широкое применение при проектировании объектов нефте- и газотранспорта [4-6].

На данный момент наиболее распространёнными типами компенсаторов, применяющимися при строительстве магистрального трубопровода, являются П, Г, Z - образные компенсаторы. Их недостатками являются высокая металлоемкость и большие размеры.

Для решения данной задачи был проведен патентный обзор и найдены два новых типа компенсатора, которые имеют меньшее применение при строительстве надземных магистральных трубопроводов. Так, авторами патента [2] был предложен дугообразный компенсатор, представляющий собой трубы холодного гнутья или отводы заводского изготовления с радиусом изгиба не менее пяти диаметров для возможности прохождения очистных и диагностических устройств. Авторами патента [3] предлагается строительство компенсатора по S-образной траектории с применением тех же труб холодного гнутья или отводов заводского изготовления. В результате возникает вопрос о прочностных и компенсационных свойствах данных компенсаторов в сравнении с наиболее распространенным типом компенсаторов, а именно П-образным.

Для проведения исследования был выбран участок действующего надземного трубопровода «N» с П-образным компенсатором, имеющий диаметр 530 мм с толщиной стенки 9 мм и рабочим давлением 4 МПа. Материалом трубопровода служит низколегированная конструкционная сталь 09Г2С. Параметрами компенсатора являются: расстояние между неподвижно закрепленными опорами 200 м, вылет компенсатора 12 м, длина полки компенсатора 27 м, радиус поворота оси трубопровода 2,5 м, плечо компенсатора 86,5 м.

Исследования влияния температуры окружающей среды на деформацию трубопровода проводилось серией исследований при трех температурах − 0, +40 и -40 ℃. Торцы трубопровода с обеих сторон имеют жесткое крепление. Так же полка компенсатора имеет жесткую фиксацию, и оба плеча компенсатора могут перемещаться только в

продольном направлении трубопровода, т. к. участок имеет подвижные опоры. Начальная температура окружающей среды +22 ℃.

Согласно [1] для данной конструкции компенсатора было рассчитано максимально допустимое напряжение, которое составило 176 МПа. Тогда с учетом того, что предел текучести стали из которой изготовлен компенсатор, составляет 350 МПа, коэффициент запаса прочности П-образного компенсатора должен быть равен приблизительно 2.

Результаты исследования напряжений П-образного компенсатора приведены на рисунках 1-3. Как и предполагалось, максимальные полные напряжения возникают в области поворотов компенсатора. При +40 ℃ данная величина составляет 128,27 МПа, при 0 ℃ − 98,73 МПа и при -40 ℃ − 147,32 МПа. Все значения напряжений для исследуемых температур находятся в допустимых рамках, т.е. минимальный коэффициент запаса прочности составляет более 2, что говорит о способности компенсатора выдерживать данные нагрузки.

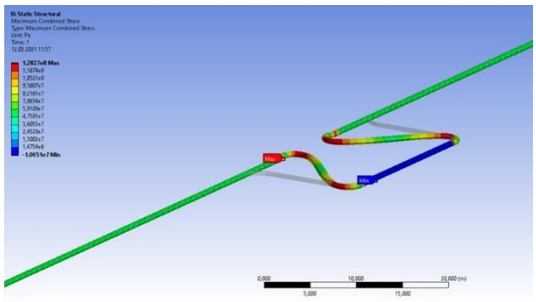


Рис. 1 Напряжения при +40 ℃

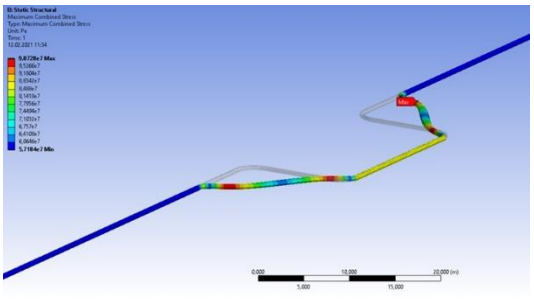


Рис. 2 Напряжения при 0 ℃

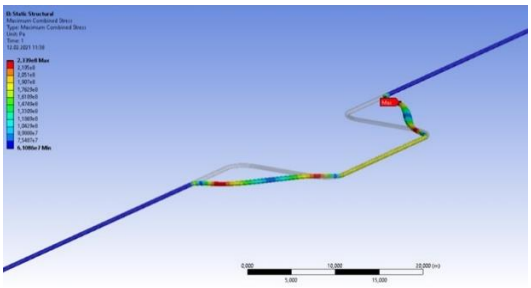


Рис. 3 Напряжения при -40 ℃

Ввиду того, что полка данного компенсатора имеет жесткую фиксацию, перемещения возникают лишь в местах примыкания компенсируемых участков. При +40 ℃ происходит удлинение трубопровода и компенсатор испытывает сжимающее воздействие. Максимальное перемещение составляет 27,23 мм. При 0 и -40 ℃ происходит растяжение компенсатора ввиду сужения материала, которое происходит при падении температуры, и максимальное перемещение составляет соответственно 12,44 мм и 51,74 мм.

Для исследования НДС дугообразного и S-образного компенсатора были созданы математические модели. Плечи данных компенсаторов, а также диаметр, толщина стенки трубопровода и давление составляют те же величины как в случае и с П-образным компенсатором.

Таблица

Результаты исследований НДС трех типов компенсаторов

	Тип компенсатора		
	П-образный	S-образный	Дугообразный
Масса участка трубопровода совместно с компенсатором, кг.	25099	25132	24983
	Температура +40 ℃		
Максимальные перемещение конструкции, мм.	27,23	22,91	42,1
Максимальное полное напряжение, МПа.	128,27	80,31	112,63
	Температура 0 ℃		
Максимальные перемещение конструкции, мм.	12,44	9,95	19,23
Максимальное полное напряжение, МПа.	98,73	67,04	81,63
	Температура -40 ℃		
Максимальные перемещение конструкции, мм.	51,74	42,62	79,9
Максимальное полное напряжение, МПа.	147,32	103,22	132,63

Как видно из результатов исследований максимальные напряжения дугообразного и S-образного компенсатора составляют меньшие значения в сравнение с П-образным при их практически равной массе. Можно

сделать вывод о том, что применение данных компенсаторов позволяет увеличить компенсационные участки и, как следствие, снизить металлоемкость при строительстве трубопровода.

Также проведя аналитический расчет по [1] было установлено, что перемещения компенсатора зависят и от давления внутри трубопровода. Перемещение от его воздействия составляет 10,31 мм, и оно всегда положительно. Стоит отметить, что при отрицательной разности температуры компенсатор совершает большие перемещения, чем при положительной. Это объясняется большим градиентом температуры.

На основании полученных результатов можно заключить, что для снижения металлоемкости при проектировании и строительстве компенсационных блоков магистрального трубопровода возможно использование компенсаторов S-образного или дугообразного типа, т. к. при одинаковом весе в сравнении с П-образным компенсатором они испытывают меньшие напряжения, и как следствие, могут компенсировать большие участки. Это объясняется, в первую очередь, их геометрическими параметрами, которые позволяют более равномерно распределить напряжения в изгибах. Также их дополнительным преимуществом является то, что они в меньшей степени препятствует прохождению средств очистки и диагностики, вследствие большого радиуса поворотов.

Литература

1. СП 36.13330 – 2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85 (с Изменениями № 1, 2. – М.: Госстрой ФАУ ФЦС, 2013. – 64 с.
2. Дугообразный компенсатор для трубопровода: пат. 141422 Рос. Федерация: МПК F16L 51/00 / авторы Мустафин Ф. М. [и др.] № 2013148693/06; заявл. 31.10.2013; опубл. 10.06.2014, Бюл. № 16.
3. S-образный компенсатор для трубопровода: пат. 95059 Рос. Федерация: МПК F16L 51/00 / авторы Шаммазов А. М. [и др.] № 2009148360/22; заявл. 24.12.2009; опубл. 10.06.2010, Бюл. № 16.
4. Моделирование трубопроводов с помощью ANSYS – Обзор возможностей [Электронный ресурс] –Режим доступа: https://www.ansys.soften.com.ua/about-ansys/blog/299-modelirovanie-truboprovodov-s-pomoshchyu-ansysobzor-vozmozhnostej.html, свободный – (20.11.2020).
5. Ni L., Zhang S., Dai J. Force Analysis of π-type Compensator in Pigging Operation //JPhCS. – 2018. – Т. 1064. – №. 1. – С. 012047.
6. Xu Z. et al. Finite Element Analysis of Square-Shaped Compensator for Overhead Pipeline with Thermal Fluid-Solid Coupling //DEStech Transactions on Environment, Energy and Earth Sciences. – 2018. – №. icner.

С Е К Ц И Я 17

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ И ЧИСЛЕННО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ТЕХНИКЕ И ТЕХНОЛОГИЯХ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ.МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ И ГАЗА

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОГАЗОДИНАМИКИ И ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В СДВИГОВЫХ ТЕЧЕНИЯХ РЕОЛОГИЧЕСКИ СЛОЖНЫХ ВЯЗКИХ СРЕД: ИДЕИ, РЕЗУЛЬТАТЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОГНОЗА ПРОЦЕССОВ

Харламов С.Н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Резюме. В настоящей работе представлен критический анализ проблем, результатов и перспектив исследований течений сложных по структуре/реологии вязких сред в трубопроводных системах (узлах оборудования нефтегазовой, химико-технологической и тепло-энергетической промышленности), испытывающих на себе влияние неизотермичности, нестационарности, переменности тепло- и реофизических свойств, внешних полей от действия инерционных и гравитационных сил, особенностей формы поперечного сечения проточной части. Особое внимание уделяется: технологиям моделирования углеводородов (тяжелых нефтей, масел) при их транспортировке на участках труб/каналов с интенсивным тепломассообменом; определению мер повышения энергоэффективности и стабильности функционирования оборудования, изучению опыта анализа проблем коррозии энергонапряженных элементов, а также их очистки от загрязнений.

Введение. В настоящее время наметился значительный прогресс в исследованиях характеристик течения и тепломассообмена аномально вязких гомогенных и гетерогенных потоков, нетривиально движущихся по ограниченным областям трубопроводных систем с геометрическими особенностями их соединений, в режимах, определяемых их практическим назначением. Деформационные, эрозионно- коррозионные эффекты, обусловленные химическими, структурными, тепло-, гидро-, газодинамическими и реологическими изменениями состава и режима движения теплоносителя отличаются спецификой миграции частиц углеводородной смеси по трубопроводу и особенностями их взаимодействием с идеально каталитической стенкой [3].

Цель данной работы заключается в: *обобщении* известного опыта изучения указанных сдвиговых потоков; *разработке* комплексной физико-математической модели прогноза гидрогазодинамики и тепломассообмена в гомогенных и гетерогенных смесях в условиях деградации внутренней поверхности стенок технологического оборудования; *выдаче* рекомендаций о прогнозе процессов переноса массы, импульса и энергии при транспорте водонефтяного сырья с выраженной кольцевой и аномально вязкой структурой ядра.

Детали моделирования и результаты. Хорошо известно [2 - 5], что популярными кодами в решении указанных проблем выступают коммерческие пакеты на основе CFD методов с лагранжево-эйлеровым подходом описания движения твердых частиц в гетерогенной смеси. Опыт показывает [2, 5], что при воздействии внешних сил, учете эрозионно-коррозионных эффектов данные технологии особенно эффективны при малых концентрациях частиц. Многие исследователи предпочитают моделировать течение в элементах ТП в рамках гомогенных моделей однофазных систем, учитывая то, что именно при течении этих сред в соединениях ТП накоплен большой объем экспериментальных данных, позволяющих выполнять детальную верификацию предлагаемых моделей и валидацию результатов расчета, полученных на их основе [4]. Комплексное моделирование неизотермического сложного сдвигового течения углеводородной ньютоновской/неньютоновской смеси (нефть/вода), засоряющейся частицами эрозионно-коррозионного разрушения поверхности ТП с соединением Т-/конфузорно-/диффузорной формы крайне затруднительно без отдельных физических упрощений [7]. Так, например, следует учитывать, что транспорт сырой нефти включает динамику состава с компонентами (углерод, водород, сера, азот, кислород) и их соединениями, относительное содержание которых сильно влияет на рео-, теплофизические, химические и механические свойства термодинамической системы “стенка ТП - рабочая гомогенная/гетерогенная смесь”. Допускается, что наличие воды и солей в углеводородном продукте представляет основную причину процесса коррозии, при этом диапазон температурных напоров является относительно небольшим для устойчивого существования водяного пара. Кроме того, считается, что при турбулентном течении коррозия обусловлена конвективно-диффузионным переносом компонент водонефтяной смеси к стенкам ТП с соединением. Массоперенос и интенсивность коррозии взаимосвязаны и определяются деталями моделирования процессов молярного и молекулярного процессов переноса импульса, массы, теплоты в рамках моделей течения однофазной/двухфазной смеси.

Гидродинамический блок задачи (однофазное/двухфазное ньютоновское/неньютоновское течение водонефтяной смеси с твердыми частицами примеси) включает технологию математического моделирования и численного интегрирования нестационарных уравнений Навье-Стокса для слабосжимаемых сред, представляющих законы сохранения импульса и массы в осредненной форме, используемой при обращении к RANS-методу [4,7]. Замыкание неизвестных этих уравнений проводится в рамках моделей: реологии – Гершеля-Балкли/степенной

жидкости; турбулентной вязкости с параметрами: кинетическая энергия турбулентности (k), интегральный масштаб энергосодержащих вихрей (L) [5-6], которая успешно зарекомендовала себя на классе расчетов сложных внутренних течений с тепломассообменом в инертных и химически реагирующих средах [6]. Библиографический анализ публикаций показывает (см., например, [2-7]), что большинство исследователей моделирование процессов переноса при деградации стенок ТП проводят в рамках моделей типа k-ω/ε с пристеночными функциями. Это не вполне оправдано, особенно в условиях практического интереса к исследованию неоднородной турбулентности в зонах низкорейнольдсового течения. Отмечается, что прогноз процессов в указанных выше условиях течения смеси следует проводить по моделям с расчетами непосредственно до стенок ТП, где бóльшей устойчивостью к возмущениям, идущим со стенок, а также учете коррозии и деструкции их поверхностей, обладает kL – модель турбулентности Г.С. Глушко – О.Ф. Васильева [4,7].

Моделирование скалярной субстанции. Тепловая часть задачи включает уравнение энергии для смеси (для гомогенной среды в энтальпийной форме Фурье-Кирхгофа). Распределение локальных значений относительных массовых концентраций водонефтяной смеси выполняется по уравнению диффузии, причем допускается, что в молекулярных процессах переноса тепла и массы имеется полная аналогия, отсутствуют скрещивающиеся эффекты от механизмов термодиффузии, диффузионной теплопроводности. В вопросах замыкания осредненных уравнений допускается, что при определении коэффициентов молярного переноса (температуропроводности, диффузионности) турбулентные аналоги критериев Прандтля и Шмидта ($\boldsymbol{Pr_t}$, $\boldsymbol{Sc_t}$) – есть функции учета особенностей процессов переноса в рамках структуры турбулентного пограничного теплового и диффузионного слоя [3,4-7].

Коррозионная модель. Известно, что сорта сырой нефти содержат нежелательную примесь – серу, по количеству которой сырье классифицируют как мало- или высокосернистое. Т.к. тяжелые сорта нефти высокосернисты, то в заданных условиях краевой задачи, рассчитанные по определяющим уравнениям (движения, энергии, диффузии и неразрывности), полученные поля индивидуальных компонент смеси позволяют обеспечить контроль за образованием сероводорода (H_2S), который сильно влияет на процесс коррозии материала стенки (аналогично эффектам от влияния кислородной компоненты, O_2 в составе водной примеси, H_2O). Коррозионную диффузионную модель составляют следующие реакции [1]:

анодная – $Fe \rightarrow Fe^{++} + 2e^-$; (1)

катодная - $2H_2S + 2e^- \rightarrow 2HS^- + H_2$; (влияние сероводорода) (2)

$O_2 + 2H_2O + 4e^- \rightarrow 4OH^-$. (влияние кислорода) (3)

Таким образом, численное интегрирование уравнений диффузии массы индивидуальных компонент позволяет получить концентрацию сероводорода/кислорода, которая сильно влияет на молекулярно-диффузионный процесс тепломассопереноса в рамках пограничного слоя. Тогда следуя [9], можно получить коэффициент массопереноса (k_m) для компонент (H_2S, O_2) по связи:

$$k_m = \frac{D^L}{\Delta y}\frac{c_i}{c_b}. \quad (4)$$

и определить удельные потоки:

$$j_{O_2} = k_m(c_{b_{O_2}} - c_{w_{O_2}});\ j_{Fe} = 2k_m c_{b_{O_2}}. \quad (5)$$

В (4), (5) принято, что c_b, c_w – среднемассовые значения концентраций O_2 и концентрации O_2 на стенке соответственно. По известным значениям коэффициентов массопереноса k_m может быть вычислена величина скорости коррозии (мм/год) в виде:

$$\dot{R}_{H_2S} = \frac{k_{mH_2S} c_{bH_2S} M_{Fe}}{2\rho_{Fe}}. \quad (6)$$

Также, используя молярную массу железа (M_{Fe}) и ее плотность (ρ_{Fe}) можно определить скорость коррозии $\dot{R}_{O_2}$. Заметим, что для относительно простых геометрических и теплодинамических конфигураций тепломассопереноса в рассматриваемых ТП представления об аппроксимационных связях для определяемых критериев подобия (например, Шервуда, Нуссельта) в виде $Sh=f_1(Re, Sc)$, $Nu=f_2(Re, Pr)$ могут служить оценками точности решения задачи о скорости коррозии.

Заключение. Библиографический анализ и результаты исследований гидродинамики и тепломассообмена в ТП с соединениями Т-/конфузорно-/диффузорно образной формы при: - турбулентном высокоинтенсивном течении ($Re=5\,10^4 – 5\,10^5$, $Tu=1\text{-}10\%$, $Sc=1 – 500$, $Le=0{,}95\text{-}0{,}98$) гомогенных и гетерогенных углеводородных капельных смесей с примесью твердых частиц; - влиянии внешних сил (инерционных/гравитационных); - переменности тепло- и реофизических свойств; - коррозионной деградации стенок *показывают свою высокую зависимость* от деталей описания молярных процессов переноса, а также необходимостью и надежностью их расчета вплоть до стенок без приближений типа пристеночных функций. Предсказания интенсивности рециркуляционных течений в местах соединений, тепло- и массопереноса осложнены особенностями пространственных изменений в локальной теплодинамической и концентрационной структуре потока, коррозионными эффектами, особенно, на участках поворота течения в магистрали и зонах присоединения. Установлено, что расчеты в рамках 2D моделей не вполне корректны при прогнозах интенсивности тепломассопереноса в соединениях. Кроме того, отдельные результаты свидетельствуют, что в указанных конфигурациях выражены вторичные течения, прогноз которых не может быть представлен в рамках моделей турбулентности с изотропными коэффициентами вязкости (температуропроводности/диффузионности). Этот класс течений требует привлечения более полных моделей для

напряжений и турбулентных скалярных потоков с транспортными уравнениями второго порядка. Показано, что модель динамики частиц сероводорода (кислорода) по пространству узла соединения позволяет выявить локальные области с интенсивным массопереносом и определить степень коррозии внутренней поверхности стенки ТП. Включение сведений о коэффициенте массо- и теплопереноса позволяет расширить приложение модели расчета скорости коррозии. Кроме того, отмечается, что экстремальные значения коррозии определяются процессами роста в пристеночной области значений: кинетической энергии турбулентности, масштаба энергосодержащих вихрей и интенсивности вторичных течений. Последнее представляет большой практический интерес и составляет предмет перспективных исследований.

Литература

1. Berger F.P., Hau K. // International Journal Heat and Mass Transfer. - 1977. - V.20. –P. 1185- 1194.
2. Bergstrom D.S., Bender T., Adamopoulus G., Postlethwaite J. // Canadian Journal of Chemical Engineering. – 1998. -V. 76. - N.8. –P. 728-737.
3. Chang S.M., Humphrey J.A.C., Modavi A. // Physicochemical hydrodynamics. – 1983. - V. 4. - N.3. -P. 243-269.
4. Nesic S. Computational of localized erosion-corrosion in disturbed two-phase flow. PhD Thesis, University of Saskatchewan, 1991. - 230p.
5. Poulson B., Robinson R. // International Journal Heat and Mass Transfer. - 1988. -V.31. -N. 6. -P. 1289-1297.
6. Альгинов Р.А., Харламов С.Н. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2012. – № ОВ3. – С. 483–495.
7. Харламов С.Н., Джангхорбани М. // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. -2020. -Т. 331. –N. 7. –P.131–149.
8. Харламов С.Н., Фатьянов Д.С. // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. – 2020. - Т. 331. N.8. –С. 53-67.

РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО АЛГОРИТМА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ В СКВАЖИНАХ БЕЗ ОТБОРА КЕРНА

Абдуллаев Р.А.

Научный руководитель - профессор В.Б. Белозеров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Фильтрационно-емкостные свойства являются важнейшими входными данными в процессах статического и динамического моделирования. В то время как пористость может быть относительно легко получена как напрямую (в ходе лабораторных измерений образцов керна), так и косвенно (на основе измерений физических свойств пласта), оценка проницаемости все еще ограничена исследованиями кернового материала или гидродинамическими испытаниями скважин с соответствующими замерами, так или иначе зависящими от калибровки на лабораторных данных. Существует также альтернативный способ оценки проницаемости по пористости на основе статистической зависимости, полученной в ходе исследований керна. Недостаток этого метода заключается в том, что корреляция измеренных параметров не всегда отличается необходимой точностью, так как выборка кернового материала может оказаться непредставительной из-за низкой степени охвата нефтеперспективной площади данными бурения [2].

Учитывая, что точное определение проницаемости играет решающую роль в эффективном извлечении углеводородов, оптимизируя процесс размещения скважин и выбор интервалов перфорации, создание и промышленное внедрение алгоритма, способного максимально точно и быстро вычислить ее значение при минимальном объеме входных данных, является одной из приоритетных задач в моделировании. Решением проблемы, связанной с «заполнением» модели недр корректными значениями проницаемости, может быть ее расчет на основе геофизических исследований скважин (ГИС), проводимых повсеместно и имеющих высокую степень информативности продуктивного коллектора как по разрезу, так и по площади. Этому способствует и появление устройств с высокой вычислительной мощностью, позволяющих проводить с помощью алгоритмов машинного обучения и искусственного интеллекта быстрый и точный анализ больших объемов данных по сравнению с традиционными или статистическими техниками [3].

Целью данной работы является создание алгоритма, позволяющего предсказывать значения проницаемости на основе данных ГИС в скважинах, не освещенных керновыми данными. Оптимальный вариант алгоритма будет найден путем сравнения точности различных моделей оценки проницаемости, построенных на основе линейной и логистической регрессий, ансамбля деревьев решений, а также нейронных сетей.

Работу алгоритма машинного обучения можно описать следующим образом: существуют так называемые обучающая, валидационная и тестовая выборки данных, каждая из которых включает в себя объекты, описываемые некоторым набором признаков. Конечная цель алгоритма машинного обучения – восстановить математическую зависимость между представленными парами объект-признак таким образом, чтобы в дальнейшем ее можно было распространить на объекты тестовой выборки для нахождения неизвестных признаков. Валидационная выборка используется для оценки точности полученной зависимости.

Перед построением модели любого типа необходимо обработать и проанализировать входные данные. В данном случае предобработка представляла собой объединение данных ГИС участка Восточно-Мессояхского месторождения в единую таблицу (датафрейм) с последующим отбором присутствовавших во всех скважинах методов. Работа осуществлялась с объектом $ПК_{1\text{-}3}$. Данные были разделены на две группы: для обучения модели использовались значения ГИС скважин 58, 112, 121 и 123, а для оценки точности – данные скважины 85.

Следующим шагом необходимо произвести увязку керновых данных с данными ГИС в интересующем нас интервале. Задача была осложнена тем, что запись геофизических исследований производилась с шагом 0,2 метра, а

керновые данные не имели четкой сетки отбора, соответственно, в интервале между двумя записями зондов ГИС могло находиться одновременно до 10 точек керна. Решение проблемы заключается в выполнении двух параллельных действий: дискретизации данных ГИС до некоторого более удобного для работы шага (в нашем случае – 0,1 м) и группирование точек керна к ближайшей отметке ГИС в пределах выбранного шага; в случае, если в пределах шага было несколько точек керна, значение проницаемости по ним бралось как среднеарифметическое. Результатом первого шага является датафрейм с размерами 792 х 28 (792 образца кернового материала, каждый из которых описывался с помощью 28 признаков – значений ГИС).

Дальнейшая работа над данными производилась с применением высокоуровневого языка программирования Python. Первым шагом являлось исключение взаимно обратных признаков, например, каротажей сопротивления и проводимости, а также, признаков, которые не должны влиять на формирующуюся модель – порядковый номер скважины или объекта, его абсолютная отметка глубины. Таким образом, количество входных признаков было уменьшено до 10. Следующий шаг – исключение «выбросов», т.е. резко отличающихся значений, не вписывающихся в общую модель. Исключались объекты, имевшие значения проницаемости менее 0,001 мД и более 2500 мД, а также скорости прохождения волн менее 330 м/с и более 460 м/с. Они составляли абсолютное меньшинство (менее 5 %) от суммарного количества всех объектов, поэтому могли быть исключены из датафрейма без потерь в точности. Другой вариант анализа входных данных – построение графиков, отображающих зависимость признаков друг от друга, в нашем случае влияние ключевого признака – проницаемости – на методы ГИС. Аналогичную функцию выполняет тепловая карта, на которой в зависимости от степени влияния признака на другой изменяется интенсивность цвета, а также его оттенок. Оба вариант анализа входных данных представлены на Рисунке. В рассматриваемом случае нас интересовала именно степень влияния проницаемости на другие методы ГИС, т.е. крайний столбец или нижняя строка. Исходя из распределения было предположено, что наибольший вклад в расчет проницаемости вносят методы PS, PZ и DT. Данное предположение в дальнейшем будет подтверждено построенными моделями. Таким образом, в ходе выполнения второго шага количество входных признаков было снижено до 10, для части признаков были заданы граничные значения (значения проницаемости в интервале от 0,001 до 2500 мД, значения DT от 330 до 460 м/с), а также определены методы ГИС, которые будут являться ключевыми при построении модели проницаемости (PS, PZ и DT) [1].

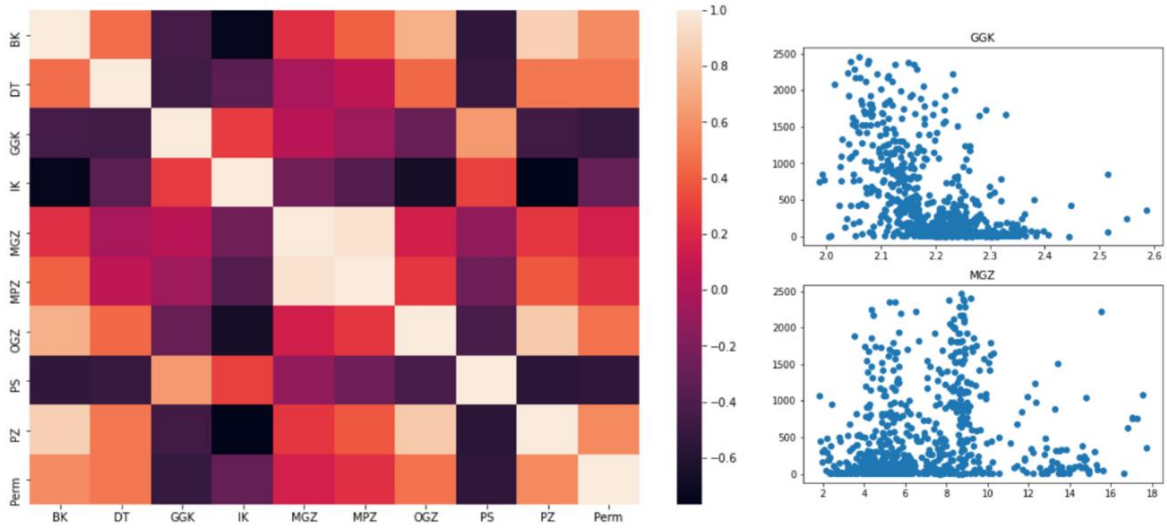


Рис. Примеры вариантов анализа входных данных

Третьим шагом является построение регрессионных моделей на основе линейной (Linear Regression, Lasso, LassoCV) и логистической регрессий (Ridge, RidgeCV), случайного леса (Random Forest), а также нейронных сетей. Для оценки точности всех моделей были рассчитаны значения среднеквадратичной ошибки RMSE и функции Score, представленные в Таблице. Применение перечисленных методов не дает возможность определить численное значение точности, но позволяет косвенно (в сравнении показателей у различных моделей) выявить наиболее точную из них.

Таблица

Значения ключевых методов оценки точности для полученных моделей проницаемости

Алгоритм	RMSE (чем меньше, тем лучше)	Score (чем выше, тем лучше)
Linear Regression	460,17	0,447
Lasso	459,69	0,449
LassoCV	459,98	0,448
Ridge, RidgeCV	460,04	0,448
Random Forest	391,65	0,600
Нейронная сеть	455,33	–

Исходя из расчётов, наибольшую точность показал алгоритм Random Forest. Стоит отметить, что у большой части объектов рассчитанные значения проницаемости не оказались равны фактическим. Это можно объяснить влиянием следующих факторов:

1. Крайне низкий объем входных данных.
2. Высокая степень адаптации модели к обучающей выборке, которая является прямым следствием малого объема данных.
3. Малое количество признаков, использовавшихся в модели – 9 методов ГИС недостаточно для создания устойчивой корреляции между ними и ключевым признаками.

Результатом проведенной работы является созданный алгоритм, позволяющий в автоматическом режиме производить расчет проницаемости на основе данных ГИС, без использования кернового материала. Основной проблемой, затрудняющей его внедрение, является высокий порог по количеству входных данных, которых может оказаться недостаточно для создания точной модели распределения ключевого признака по площади. Тем не менее, предлагаемый алгоритм необходимо апробировать на месторождениях с высоким уровнем информационного обеспечения с целью определения оптимального набора данных для его успешной реализации на других месторождениях.

Литература

1. Ahmadi, M.A. Comparison of machine learning methods for estimating permeability and porosity of oil reservoirs via petrophysical logs [Text] / Mohammad Ali Ahmadi, Zhangxing Chen // Petroleum. – 2019. – V. 5. (2019). – P. 271–284.
2. Eriavbe, F.E. Machine Learning Application to Permeability Prediction Using Log & Core Measurements: A Realistic Workflow Application for Reservoir Characterization [Text] / Francis E. Eriavbe, Uzoamaka O. Okene // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – 2019. – P. 1–19.
3. Karpatne, A. Machine Learning for the Geosciences: Challenges and Opportunities [Text] / Anuj Karpatne, lmme Ebert-Uphoff, Sai Ravela, Hassan Ali Babaie, Vipin Kumar // IEEE Transactions on Knowledge and Data Engineering. – 2019. – V. 31 № 8. – P. 1544–1554. DOI:10.1109/TKDE.2018.2861006

МОДЕЛИРОВАНИЕ, ОПТИМИЗАЦИЯ И КОМПЬЮТЕРНЫЙ ПРОЧНОСТНОЙ АНАЛИЗ КРОНШТЕЙНА АГРЕГАТА ГАЗОТУРБИННОГО ДВИГАТЕЛЯ

Белобородова А. А. [1]
Научный руководитель - профессор К.В. Сызранцева[2]
[1]МАОУ СОШ № 92, г. Тюмень, Россия
[2]Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Современная нефтегазовая промышленность требует применения качественного и надежного оборудования на всех этапах добычи, переработки и транспортирования природного сырья. Одними из основных агрегатов газовой промышленности являются двигатели. В настоящее время к ним предъявляются очень высокие требования как по надежности, так и по экологичности, чтобы их работа как можно меньше вредила окружающей среде [3]. При транспортировании газо- и нефтепродуктов наилучшим образом показали себя двигатели на природном газе. При нефтедобыче и переработке активно используются газотурбинные двигатели (Рисунок 1). Их преимущества состоят в том, что они обладают самой высокой мощностью: до 6 кВт в час, а также способны работать с разными видами топлива.

Одной из особенностей газотурбинных двигателей, разрабатываемых и выпускаемых в настоящее время, является модульная конструкция [3], поскольку она позволяет заменять неисправные или требующие плановой замены элементы без демонтажа двигателя. Поэтому некоторые элементы и агрегаты двигателя (насосы, фильтры, измерительные приборы) выполняются съемными и крепятся на корпусе двигателя с помощью кронштейна. Кронштейн должен обладать высокой прочностью и надежностью, особенно в случае динамической нагрузки (вибраций). В настоящее время для закрепления агрегатов на корпусе газотурбинных двигателей используется сварная конструкция из коррозионно устойчивой стали, причем довольно большой массы: 4,285 кг. Поэтому целью данной работы стала оптимизация существующей конструкции кронштейна на основе применения аддитивных технологий.

Аддитивные производственные технологии представляют собой группу технологий, используемых для построения физических моделей, прототипов, инструментальной оснастки и функциональных деталей на основе трехмерных компьютерных CAD моделей [2]. Эти технологии связаны с изготовлением физически сложных форм непосредственно из данных CAD-модели с использованием принципа послойного наращивания материала. Среди применяемых материалов преобладает печать пластиком — 89%, на долю печати металлом приходится 10%, на все остальные материалы — 1%. Крайне важной тенденцией рыночного развития является прогресс в одном из самых сложных отраслей, связанных с производством изделий из металлических материалов [5]. На основании выполненного анализа возможностей аддитивных технологий можно сделать вывод, что с их помощью вполне реально осуществить оптимизацию геометрической формы кронштейна газотурбинного двигателя, поскольку 3D-печать возможна и для металлических конструкций, а монолитная деталь не будет включать ослабляющие деталь сварные швы.

Для создания 3D-модели кронштейна, которую далее можно будет уже изготовить при помощи аддитивных технологий, нужно использовать программу для твердотельного моделирования. Наиболее популярные из них: SolidWorks, 3D MAX, Компас 3D, Blender. На основании сравнительного анализа их характеристик был выбран

SolidWorks [4], так как это программа специализируется на инженерных задачах, к тому же, в ней присутствует конечно-элементный решатель для оценки прочности [1], а также имеется богатая библиотека стандартных материалов.

Оптимизация кронштейна включала пять этапов:

1. Построение трехмерной модели базовой конструкции в SolidWorks.
2. Выбор критериев работоспособности для анализа. Кронштейн закрепляется на корпусе газотурбинного двигателя, и на нем висит какой-то агрегат. Поэтому кронштейн должен обладать, во-первых, высокой прочностью, чтобы не допустить поломки и последующего падения агрегата, а во-вторых, достаточной жесткостью, чтобы не допустить болтания на нем агрегата. Следовательно, в ходе компьютерного эксперимента, имитирующего нагружение, было решено оценивать следующие критерии работоспособности: жесткость по суммарным перемещениям и прочность по эквивалентным напряжениям.
3. Компьютерный прочностной анализ. Расчетная схема нагружения была указана следующая: модель закреплена по двум верхним отверстиям, через которые проходят крепежные болты. Точная нагрузка на кронштейн (вес агрегата) не дана, поэтому было взято приблизительно - 1 МПа. Нагрузка приложена к верхней плоскости патрубка. Результаты расчета представлены на рисунке 2. Максимальные по Мизесу эквивалентные напряжения составили 44,24 МПа. Однако, как известно из курса деталей машин [6], сварные швы ослабляют деталь на 10-20%, следовательно, фактические напряжения будут не менее, чем 48,66 МПа.
4. Разработка оптимальной конструкции. На данном этапе было построено 7 модернизованных конструкций, и для каждой выполнялся прочностной анализ [7]. Оптимальный вариант и его прочностные характеристики представлены на рисунке 3. Напряжения составляют 47,43 МПа, в то время как масса снизилась до 3,6кг.
5. Генерация специфического для 3D-принтера g-code в программе Ultimaker Cura.

В процессе выполнения данной работы доказана возможность оптимизации геометрической формы кронштейна газотурбинного двигателя с применением аддитивных технологий. Модернизованная конструкция кронштейна позволяет:

1. Избежать сварных соединений, которые ослабляют конструкцию, а также существенно снижают ее прочностную надежность в условиях вибраций;
2. Снизить вес конструкции на 16%.

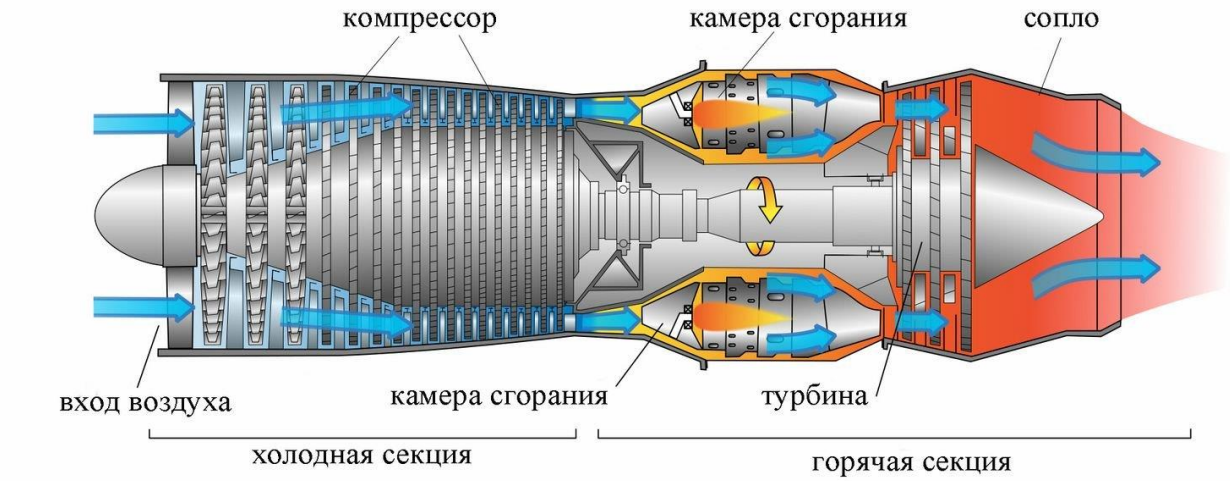


Рис.1 Схема газотурбинного двигателя

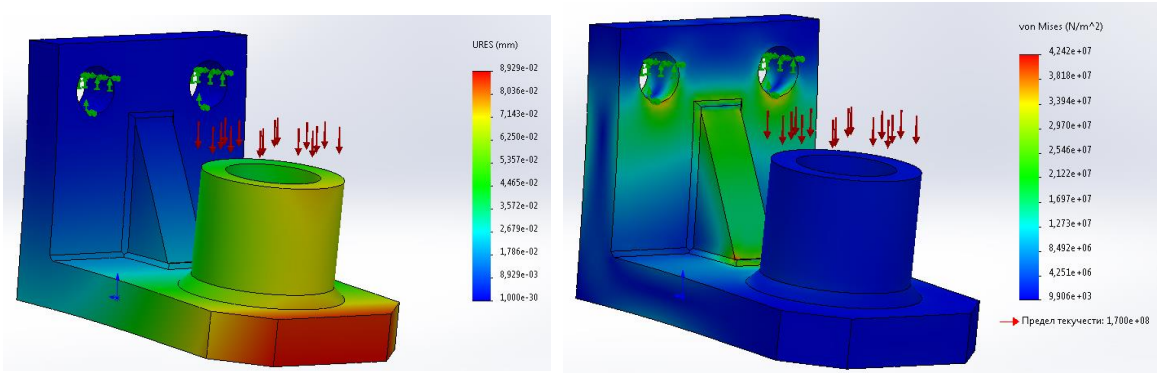


Рис. 2 Распределение суммарных перемещений и эквивалентных напряжений в базовой модели

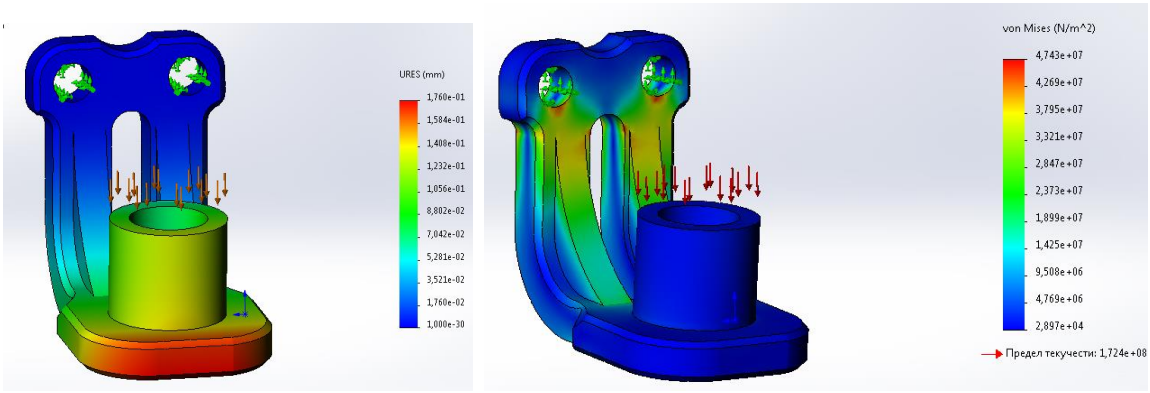


Рис. 3 Распределение суммарных перемещений и эквивалентных напряжений в модернизованной модели

Литература

1. Белобородова, А.А. Разработка компьютерной лабораторной работы по конечно-элементному анализу мостовых конструкций / А.А. Белобородова, Е.И. Арбузова // Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образовании: материалы VIII Международной научно-технической конференции, Тюмень, 2019. - С. 262-266.
2. Гибсон, Я. Технологии аддитивного производства. Трехмерная печать, быстрое прототипирование и прямое цифровое производство / Я. Гибсон, Д. Розен, Б. Стакер. – М.: ТЕХНОСФЕРА, 2016. – 656 стр.
3. Дорошко, С.М. Газотурбинные двигатели гражданской авиации: учебное пособие / С.М. Дорошко, А.С. Глазков. – Санкт-Петербург: Университет ГА, 2018. – 228 с.
4. Зиновьев, Д.В. Основы моделирования в SolidWorks / под ред. М. И. Азанова. - М.: ДМК Пресс, 2017. – 210 с.
5. Зленко, М.А. Аддитивные технологии в машиностроении: пособие для инженеров / М.А. Зленко, М.В. Нагайцев, В.М. Довбыш. – М.: ГНЦ РФ ФГУП «НАМИ», 2015. – 220 с.
6. Иванов, М.Н. Детали машин: учебник для академического бакалавриата / М.Н. Иванов, В.А. Финогенов. – 16-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство Юрайт, 2016. – 408 с.
7. Syzrantseva, K. Optimization of the Damping Element of Axial Vibrations of the Drilling String by Computer Simulation / K. Syzrantseva, V. Arishin, M. Dvoynikov // Journal of Engineering and Applied Sciences.- 2016.- Vol.11.- Iss.- 10.- Pp. 2312-2315. DOI: 10.3923/jeasci.2016.2312.2315.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕОРИИ ГРАФОВ ПРИ РАСЧЁТЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РАБОТЫ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ СИНТЕТИЧЕСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ SRM-6

Вальман Н. К.

Научный руководитель - доцент И.В. Матвеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В статье рассматривается подход к разработке методики на основе теории графов позволяющей представить участок месторождения в виде графа. Использование подхода позволит уточнить взаимовлияние скважин на рассматриваемом участке и спрогнозировать технологические параметры работы скважин.

Целью работы является разработка способа представления участка месторождения в виде простого графа, позволяющего учесть взаимное расположение, влияние скважин и свойства пласта в районе скважин.

В основе анализа будет лежать граф. Графом G называется непустое конечное множество точек V на плоскости или в трехмерном пространстве и множество линий E конечной длины, попарно соединяющих некоторые из данных точек. Точки множества V обычно называются вершинами графа, а линии множеств E называются ребрами графа [1]. Вид графа определяется наличием, числом и некоторыми свойтсвами вершин и ребер, например, простой (обыкновенный), ориентированный, смешанный. Используемый граф будет описываться матрицы инциденций, характеризующей связи вершин графа. К тому же у каждой вершины будут свои внутренние свойства, характеризующие различные свойства коллектора в районе скважины, и учитывающие технологические параметры работы скважины.

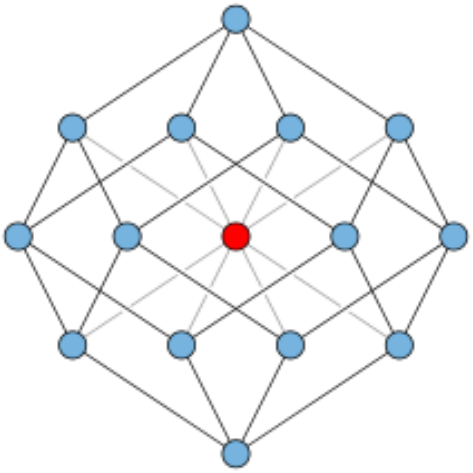


Рис. 1 Пример представления графа в трехмерном пространстве.

Анализ взаимодействия скважин на рассматриваемом участке месторождения, представленным в виде графа, будет проводиться с помощью алгоритмов Mashine Learning (ML), нейронных сетей.

Нейронная сеть — это последовательность нейронов, соединенных между собой синапсами. Структура нейронной сети пришла в мир программирования прямиком из биологии. Благодаря такой структуре, машина обретает способность анализировать и запоминать информацию.

Для того, что бы создать нейронную сеть, нужно пройти большое кол-во этапов, например, решить, что она будет считать, определить архитектуру модели, выявить необходимое количество слоев сети и т.д.

Как уже сказано выше, нейронная сеть состоит из нейронов, который подразумевает под собой вычеслительную едтиницу, которая получая информацию, проводит над ней вычислительные операции, а затем передает ее дальше. Основные виды нейронов: входной, скрытый, выходной (Рис.2).

Также в состав нейронной сети входит синапс, который соединяет нейроны между собой. Синапс иммет один параметр — вес. С помощью данного параметра информация, которую один нейрон передает другому, изменяется. Совокупность весов нейронной сети или матрица весов определяет работу всей системы. Блогадарая этим весам, входная информация обрабатывается и преобразуется в результат.

Для корректной работы нейронной сети необходимо провести ее обучение, т.е. подобрать такую матрицу весов для нейронов, чтобы получить наилучшие результаты при решении поставленых задач. Процесс подбора матрицы весов определяется видом самой задачи, которую предполагается решать с помощью конкретной нейронной сети.

Заявленный подход планируется осуществлять на примере уже существующей архитектуре нейронной сети. Базовой единицей модели будет пространствено-временной блок (ST-блок). Примерная архитектура отражена на рисунке 4. Для эффективного извлечения временных особенностей и пространственных особенностей стоит применить структуру с двумя временными экстраторами, охватывающими один пространственный экстратор, чтобы произошло усиление временной зависимости.

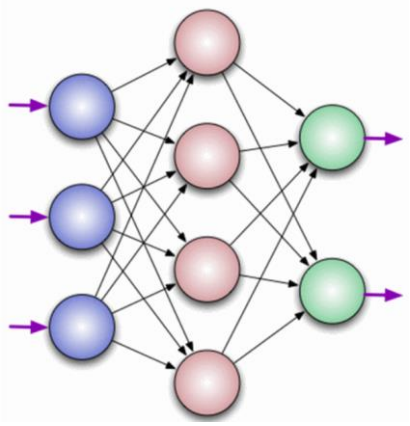


Рис. 2 Виды нейронов (входной — синий, скрытый — красный, выходной — зеленый).

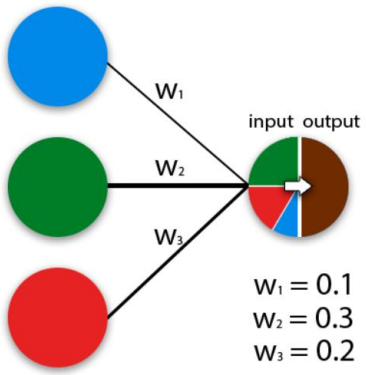


Рис. 3 Синапсы (w — вес).

На рисунке 4 изображена структура ST-блока, направленная на получение временной и пространственгой информации, а затем с помощью линейного преобразования проецирование векторов высокой размерности в подходящую размерность [2].

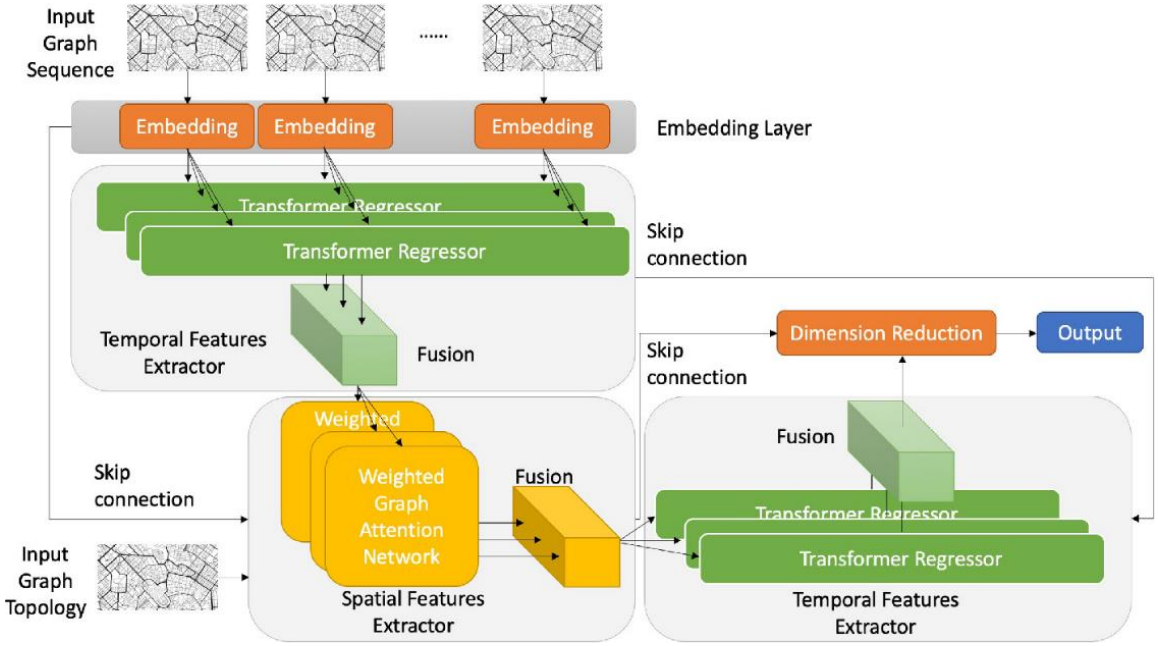


Рис. 4 Структура ST-блока [3].

На основе данного подхода зачастую можно оценить минимальные или максимальные затраты, различные объемы, расстояние между объектами. В нашем случае на выходе мы получим прогноз по месторождению, содержащий просчитанные технологические характеристики. Данный подход далее будет дополняться, чтобы уже получить видимые результаты.

Литература

1. Графы и бинарные отношения: учеб. -метод. пособие / сост. А. В. Ласунский; НовГУ им. Ярослава Мудрого. – Великий Новгород, 2014.
2. Lee SW., Yu JX, Moon YS., Whang SE (eds) Системы баз данных для передовых приложений. DASFAA 2020. Lecture Notes in Computer Science, vol 12112. Springer, Cham.
3. Xie Y., Xiong Y., Zhu Y. (2020) SAST-GNN: Пространственно-временная графическая нейронная сеть для прогнозирования трафика на основе самовосприятия. В: Nah Y., Cui B.

ПРОЧНОСТНОЙ АНАЛИЗ ДВУРОГОГО КРАНОВОГО КРЮКА МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В ПРОГРАММЕ XENSYS

Ведерников В.Е.
Научный руководитель - профессор К.В. Сызранцева
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Одним из наиболее широко применяемых универсальным грузозахватным приспособлением является грузовой крюк, к которому груз прикрепляется с помощью цепных или канатных строп. Грузовой крюк в основном применяется в грузоподъемной технике и в других отраслях. Каждый крюк должен выдерживать статическую нагрузку, превышающую его грузоподъёмную силу на 25%. По способу изготовления грузовые крюки бывают кованые и пластинчатые. По форме крюки подразделяют на однорогие и двурогие. Двурогие крюки используются на кранах с большой грузоподъемностью, а также для подъема длинномерных грузов. [5]. Для предотвращения самопроизвольного выпадения съемного грузозахватного приспособления грузовые крюки снабжают предохранительными замками. Кованые крюки изготовляют, в основном, из стали 20 [2] или из стали 20Г [3]. Их характеристики приведены в Таблице 1. Кованые двурогие крюки [4] имеют грузоподъёмность от 8 до 20 тонн для машин с ручным приводом и от 5 до 100 тонн для машин с машинным приводом при тяжелом и весьма тяжелом режиме работы машины.

Таблица 1.

Характеристики сталей

Марка стали	Модуль упругости	Коэффициент Пуассона	Предел текучести	Предел прочности
Сталь 20	212 ГПа	0,31	245 МПа	420 МПа
Сталь 20Г	204 ГПа	0,22	270 МПа	450 МПа

Для расчёта напряжённо-деформированного состояния, при заданных условиях используется Windows - приложение XenSys, разработанное и успешно применяемое в Тюменском индустриальном университете в учебном процессе для изучения студентами основ метода конечных элементов и разработки расчетных схем для прочностного компьютерного анализа деталей машин общепромышленного применения. [1,6].

В данной работе я рассматриваю кованый двурогий крюк ГОСТ 6628-73.

Основные этапы конечно-элементного анализа:

1. Построение геометрической модели в редакторе зон Guid;
2. Разбивка детали на конечные элементы. Поскольку зоны были заданы достаточно мелкие, достаточно густоты сетки 7x7. Также задаются параметры материала: модуль упругости и коэффициент Пуассона [7];
3. Приложение нагрузок и заделок. Максимальная грузоподъемность данного крюка 16 т, толщина крюка 50 мм, значит статическая нагрузка Q = 400Н (на 1 узел). На рисунке 1 показана расчетная схема с указанием расположения жесткой заделки и приложенной силы с её направлением;
4. Решение задачи;
5. Построение картин распределения перемещений (Рис. 2) и напряжений (Рис. 3) с целью проверки критериев работоспособности детали: жесткости и прочности.

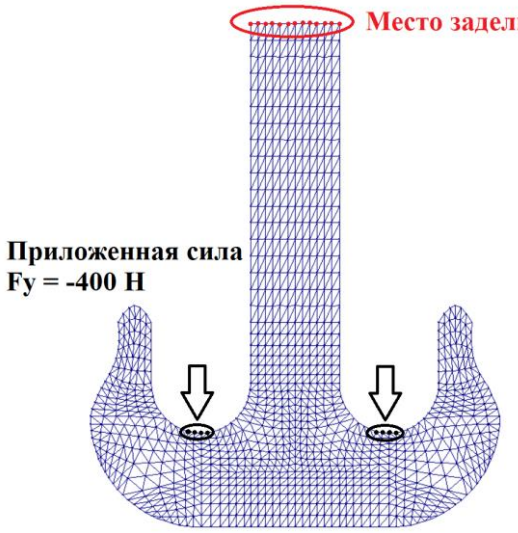


Рис. 1 Расчетная схема

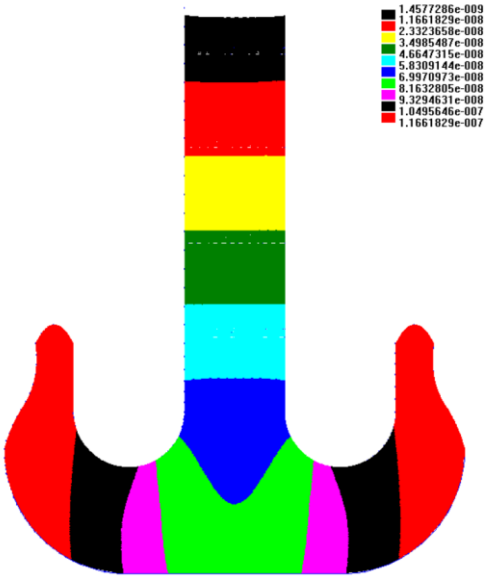


Рис. 2 Распределение суммарных перемещений

В качестве критерия для оценки прочности крюков были выбраны главные напряжения σ_1, так как они отвечают за растяжение. А именно растяжение приводит к появлению и росту усталостных трещин, которые с течением времени приводит к поломке детали. А поломка крюка при грузоподъемных операциях просто недопустима, поскольку может вызвать как падение груза, так и возможные человеческие жертвы.

Таблица 2.

Результаты расчета при двух вариантах сталей

Марка стали	Грузоподъемность	Фактическое напряжение	Максимальное перемещение	Запас по пределу текучести	Запас по пределу прочности
Сталь 20	16 т	83,65 МПа	0,00012 мм	2,93	5,02
Сталь 20Г		82,94 МПа		3,26	5,43

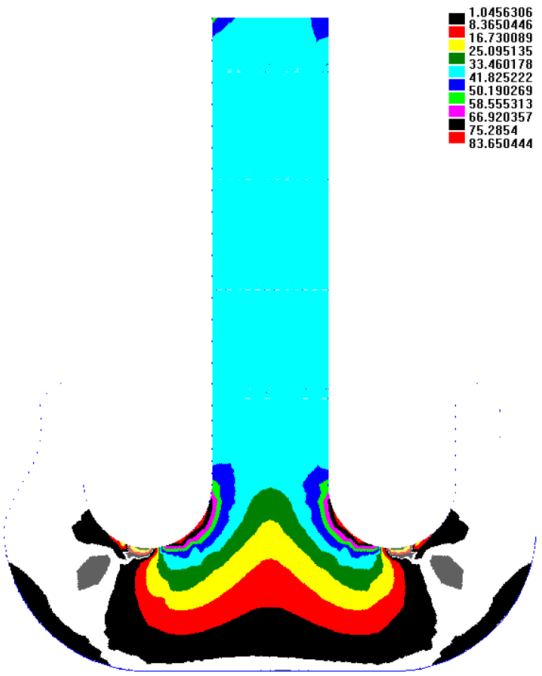


Рис. 2 Главное напряжение в крюке из стали 20

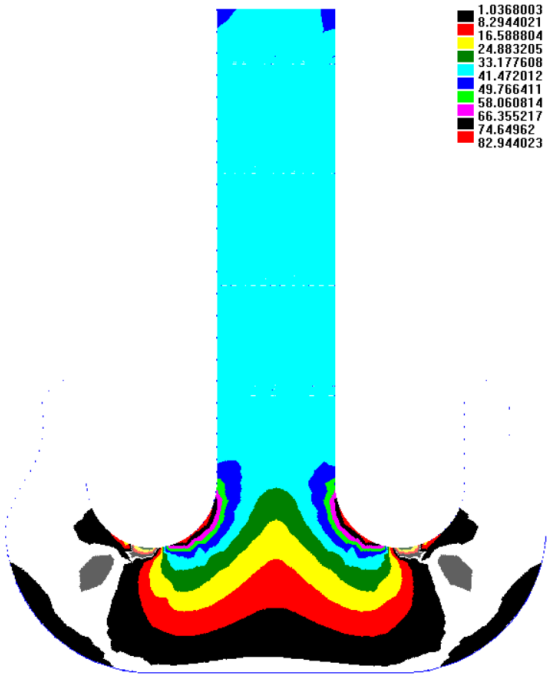


Рис. 3 Главное напряжение на крюке из стали 20Г

В результате выполненного компьютерного моделирования по проверке условий прочности двурогих крановых крюков из стали Ст20 и Ст20Г, при одинаковой приложенной нагрузке, было установлено, что условие прочности выполняется в обоих случаях, но крюк из стали 20Г обладает более высокой прочностью (фактические напряжения оказались ниже) и жесткостью.

Литература

1. Бадертдинова, А. Ф. Сравнительный анализ конечно-элементных пакетов для оценки прочностной надёжности нефтегазового оборудования / А. Ф. Бадертдинова, А. Ибрагимов // Новые технологии - нефтегазовому региону.- Тюмень, 2018. - С. 167-170.
2. ГОСТ 1050-2013. Металлопродукция из нелегированных конструкционных качественных и специальных сталей. Общие технические условия (с Поправкой). Москва: Стандартинформ, 2014.
3. ГОСТ 4543-2016. Металлопродукция из конструкционной легированной стали. Технические условия. Москва: Стандартинформ, 2017.
4. ГОСТ 6628-73. Крюки двурогие. Заготовки. Типы. Конструкция и размеры. Москва: Издательсво стандартов, 1988.
5. М. П. Александров, Л. Н. Колобов, Н. А. Лобов и др.: — Грузоподъёмные машины: Учебник для вузов по специальности «Подъёмно-транспортные машины». — М: Машиностроение, 1986 — 400 с.
6. Сызранцева, К.В. Компьютерный анализ нагруженности и деформативности элементов нефтегазового оборудования: Монография / К.В. Сызранцева. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – 124 с.
7. Сызранцев, В.Н. Современные методы расчета и диагностики усталости трубопроводной арматуры / В.Н. Сызранцев, А.В. Белобородов, К.В. Сызранцева // Отраслевой научно-технический журнал "Арматуростроение". – 2004. – № 6. – С. 62-65.

СОПОСТАВИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ КРЮКОВ ИМПОРТНОГО И РОССИЙСКОГО ПРОИЗВОДСТВА В ANSYS WORKBENCH

Гончар Н.В.
Научный руководитель - профессор К.В. Сызранцева
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

В нефтегазовой отрасли используются различные грузоподъемные машины, к надежности которых предъявляются весьма высокие требования. Одним из наиболее нагруженных элементов такого оборудования является крюк.

Крюки применяются практически в каждой сфере, связанной со строительством, начиная от гражданского строительства и заканчивая нефтегазовой отраслью. В грузоподъёмных машинах и механизмах находят применение кованые (штампованные) и пластинчатые крюки [3]. Они изготавливаются, в основном, из сталей марок 20 и 20Г [5].

В условиях политических санкций западных стран против России особенно остро в настоящее время стоит вопрос импортозамещения продукции, поэтому цель данной статьи: проанализировать надежность импортного грузоподъемного крюка и крюка, выпускаемого на Российских предприятиях.

Для сравнения были взяты следующие крюки: отечественный 26Б-1 [4] и аналогичный ему по грузоподъемности импортный крюк DIN 15401 40P [1]. Также на основе результатов исследований будут выбраны наиболее надежная геометрическая форма крюка и сталь, что позволит получить новый крюк, превосходящий исследуемые по прочностным характеристикам (Таблица 1).

Таблица 1

Характеристики крюков

	Масса, кг	Марка стали	Грузоподъемность	Цена, т.руб.
DIN 15401 40P	285	Ste 420	80 тонн	480
ГОСТ 26Б-1	586	Сталь 20		295
26Б-1*	574	Ste 420		-

Поскольку исследуемые крюки являются довольно сложными деталями, то сравнить их прочность и жесткость методами теории сопротивления материалов невозможно. В данном случае рационально будет использовать численные методы теории упругости, например, метод конечных элементов [2].

Результаты, используемые для сравнения, были получены путем компьютерного моделирования процесса нагружения крюка, который был осуществлен в программном комплексе ANSYS, а именно, в среде ANSYS Workbench. Среда ANSYS Workbench является основным инструментом, на котором базируется концепция «Проектирование изделий на основании результатов инженерных расчетов». Интеграция между компонентами приложений облегчает использование Workbench при подготовке и проведении расчетов, а также при решении сложных междисциплинарных задач. Также в ANSYS Workbench используется уникальная схема проекта, которая меняет порядок проведения расчета. Проекты представляются в виде взаимосвязанных систем в форме блок схемы.

Процесс моделирования нагружения крюков состоит из следующих этапов:

1. Построение геометрии крюков в программном комплексе SolidWorks.
2. Импортирование полученных моделей в формате Parasolid (*.x_t) в ANSYS Workbench.
3. Задание свойств материалов, используя функции, расположенные в каталоге Engineering data.
4. Генерация сетки конечных элементов, используя встроенные инструменты Workbench.
5. Применение граничных условий для моделей.
6. Задание условий нагружения для крюков и анализ результатов.

Выполненный прочностной анализ показал, что крюк, выполненный по нормам DIN, имеет запас по пределу прочности выше, чем у крюка, выполненного по нормам ГОСТ на 50,8%, а запас по пределу текучести выше на 24,7%. (Рис. 1 и Рис. 2 соответственно)

Это обусловлено тем, что крюк, выполненный по нормам DIN, изготавливается из стали, имеющей более высокие качественные показатели, но являющейся, однако, более дорогой, что также отражается на цене крюка - DIN 15401 40P дороже крюка 26Б-1 на 62,7% или на 185 т.руб. При этом конструкция крюка, выполненного по нормам ГОСТ, справляется с нагрузкой лучше – это видно по фактическим действующим напряжениям. У 26Б-1 фактические напряжения меньше на 0,6 МПа.

Если крюк 26Б-1 изготовить из стали Ste 420, то его выносливость заметно усилится, но цена такого крюка будет значительно выше за счет использования более дорогой стали (Таблица 2).

Таблица 2

Сопоставление результатов моделирования

	Предел прочности, МПа	Предел текучести, МПа	Фактические напряжения, МПа	Запас по пределу текучести	Запас по пределу прочности
DIN 15401 40P	650	350	241,13	1,45	2,68
ГОСТ 26Б-1	430	280	240,53	1,16	1,78
26Б-1*	650	350	240,49	1,46	2,70

В ходе моделирования было установлено, что крюк 26Б-1* имеет запас по пределу прочности и пределу текучести выше, чем у крюка DIN 15401 40Р, но стоит учесть, что габаритные размеры, а также вес крюка 26Б-1* будут значительно больше, чем у сравниваемого с ним крюка DIN 15401 40Р.

В заключение можно сделать вывод о том, что крюк DIN 15401 40Р надежнее крюка 26Б-1, но обусловлено это тем, что в крюке DIN используется более дорогая сталь. При этом конструкция крюка 26Б-1 более надежная, чем у крюка DIN 15401 40Р.

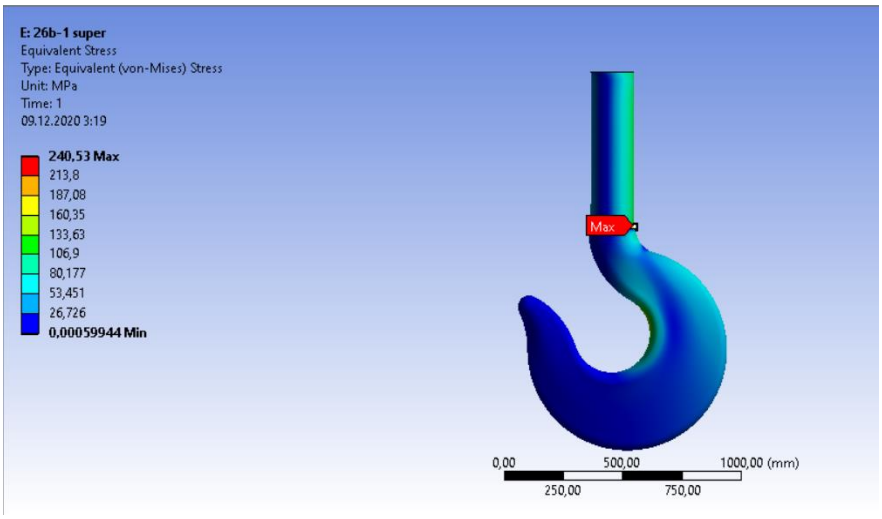


Рис. 1 Распределение напряжений в крюке 26Б-1

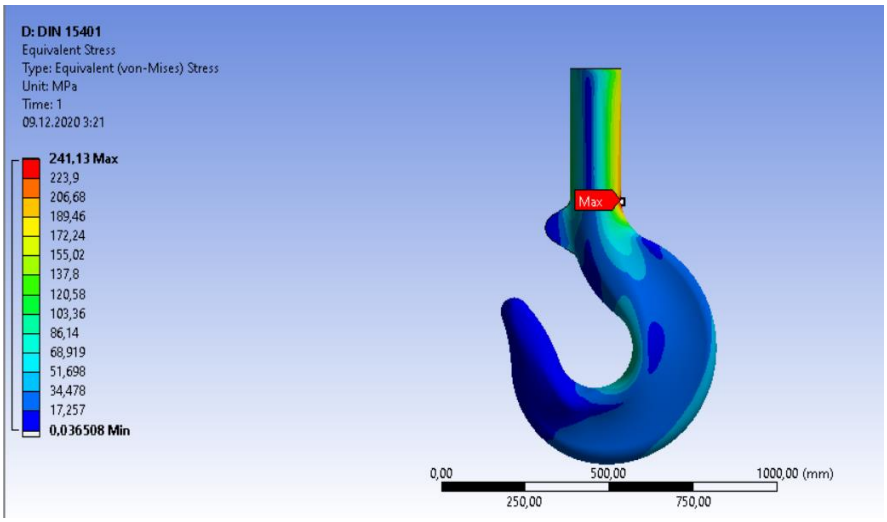


Рис. 2 Распределение напряжений в крюке DIN 15401 40Р

Литература

1. DIN 15401-1-1982 Lifting hooks for lifting appliances; Single hooks; Unmachined parts, DIN 1982
2. Syzrantseva, K. Optimization of the Damping Element of Axial Vibrations of the Drilling String by Computer Simulation / K. Syzrantseva, V. Arishin, M. Dvoynikov // Journal of Engineering and Applied Sciences.- 2016.- Vol.11.- Iss.- 10.- Pp. 2312-2315. DOI: 10.3923/jeasci.2016.2312.2315
3. Александров М. П. Грузоподъемные машины [Текст]: Учебник для вузов/ М. П. Александров, Л. Н. Колобов, Н. А. Лобов; ред. Ю.Н. Макарова, худ. ред. Е. А. Ильин, тех. ред. Н. Н. Скотникова, кор Н. Г. Богомолова и А. А. Снастина – Москва: Машиностроение, 1986. – 400с.
4. ГОСТ 6627-74. Крюки однорогие. Заготовки.Типы.Конструкция и размеры. -Взамен ГОСТ 6627-66 Москва: Издательсво стандартов, 1993. – 11с.
5. ГОСТ 1050-2013. Металлопродукция из нелегированных конструкционных качественных и специальных сталей. Общие технические условия (с Поправкой). -Взамен ГОСТ 1050-88. Москва: Стандартинформ, 2014. – 44с.

РАСЧЕТНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОЦЕССОВ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ НАНОСУСПЕНЗИЙ

Гузей Д.В., Иванова С.В., Платонов Д.В.
Научный руководитель - доцент А.В. Минаков
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В последние годы появились работы, в которых показано, что использование наносуспензий позволяет существенно повысить коэффициент извлечения нефти из пласта [1, 6]. В работах, [3, 7] было показано, что добавки наночастиц в вытесняющий флюид позволяют значительно увеличить коэффициент извлечения нефти. Так, в работе [7] для этой цели использовали наночастицы SiO2 с размерами 20-70 нм. Моделью пластовой воды служил 5% раствор NaCl с плотностью 1,05 г/см3 и вязкостью 1,09 сП. Вытесняющую наножидкость готовили, добавляя в этот раствор наночастицы, концентрация которых была равна 4 г/л. Исследовали вытеснение природной нефти с вязкостью 11,014 сП и плотностью 859,3 кг/м3 из кернов карбонатного коллектора. В результате было показано, что применение наножидкости позволяет повысить коэффициент извлечения нефти с 47% до 76% по сравнению с пластовой водой. Данный эффект авторы объяснили тем, что в результате адсорбции наночастиц материал породы становится водосмачиваемый, что способствует вымыванию как пленочной, так и капиллярно-удерживаемой нефти.

В работе проведено численное исследование процессов вытеснения нефти из двумерной пористой среды с помощью наносуспензий. Под наносуспензией понимается суспензия наноразмерных частиц на основе дистиллированной воды. В качестве модели была использована случайная засыпка шаров. На входе в расчетную область задавалось условие постоянного расхода, на выходе условия Неймана. На стенках задавалось условие прилипания. Численная методика основана на решение системы уравнений Навье-Стокса. Для описания течения двух несмешивающихся жидкостей использовался VOF метод [2,4,5]. В расчетную модель закладывались экспериментально определенные нами с помощью ротационного вискозиметра коэффициенты вязкости нефти и наносуспезий. Экспериментально определены коэффициент поверхностного натяжения вода/нефть и значения контактного угла на границе вода-нефть-горная порода. Были проведены измерения для нескольких образов горных пород: песчаник, метабазальт, доломит.

Проведено численное моделирование процессов вытеснения нефти из модели пористой среды для различных значений капиллярного числа. В качестве вытесняющих жидкостей в расчетах были рассмотрены вода и наносуспензия на основе воды с частицами оксида кремния SiO2. Массовая концентрация частиц в расчетах была равна 1%. Скорость V варьировалась в диапазоне от 1×10-4 до 1×10-1 м/с. Данный диапазон скоростей соответствовал значениям капиллярного числа от 5×10-6 до 7,5×10-3. Капиллярное число в расчетах определялось по формуле: Ca=Vμ/σ, где μ и σ - вязкость и коэффициент поверхностного натяжения вытесняющей жидкости соответственно. В ходе расчетов была получена зависимость коэффициента извлечения нефти от капиллярного числа. Использование наносуспензии для вытеснения нефти из пористой среды позволяет добиться интенсификации значения коэффициента извлечения нефти в широком диапазоне значений капиллярного числа. Наибольшая интенсификация коэффициента нефти отдачи наблюдается при низких значениях капиллярного числа, когда преобладают капиллярные силы. Так при Ca=5×10-6 использование наносуспензии с массовой концентрацией частиц 1% позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти на 40% по сравнению с водой. С ростом значений капиллярного числа интенсификация значений капиллярного числа снижается. Так для Ca=5×10-4 коэффициент извлечения нефти с помощью наносуспензии на 18% выше, чем коэффициент извлечения нефти для воды.

Проведено численное исследование вытеснение нефти с различными значениями коэффициента вязкости при помощи воды и наносуспензий. Исследования проведены для относительного коэффициента вязкости (μr=μoil/μwater) в диапазоне значений от 1 до 400. В расчетах коэффициент вязкости для воды был равен μwater=0,001 Па×с. Данный диапазон вязкостей нефти включает как маловязкие нефти, так и сверхвысоковязкие. Скорость вытесняющего агента на входе в расчетную область была постоянной и равна 1×10-4 м/с. Использование наносуспензии позволяет повысить значения коэффициента извлечения нефти для маловязкой нефти на 50% по сравнению с водой. С повышением значения коэффициента вязкости нефти коэффициент извлечения нефти с помощью наносуспензии снижается к значениям коэффициента извлечения для воды, но значительно превышает значения КИН для воды на 40% при относительной вязкости равной 40 и на 12% при относительной вязкости равной 400. Это позволяет сделать вывод, что применение наносуспензий позволит увеличить КИН в широком диапазоне значений коэффициента вязкости нефти.

Проведено численное исследование процессов вытеснения нефти из пористой среды для различных материалов породы. В расчетах были рассмотрены следующие материалы породы: доломит, метабазальт, песчаник. В расчетах значение капиллярного числа было фиксированным Ca=5×10-6. На входе в расчетную область задавалось постоянное значение скорости 1×10-4 м/с. Значение коэффициента вязкости нефти в расчетах было равно 4 сП. В расчётах массовая концентрация наночастиц в суспензии варьировалась от 0,125 до 1%. В ходе расчетов были получены зависимости коэффициента извлечения нефти для различных материалов пористой среды для воды и наносуспензий с различной массовой концентрацией частиц. На рисунке 1 представлен график зависимости коэффициента извлечения нефти от массовой концентрации частиц для различных материалов пористой среды. Как видно графика на рисунке с ростом массовой концентрации частиц значение коэффициента извлечения нефти возрастает для всех исследуемых материалов пористых сред. Наибольший рост коэффициента извлечения нефти с помощью наносуспензии получен для метабазальта.

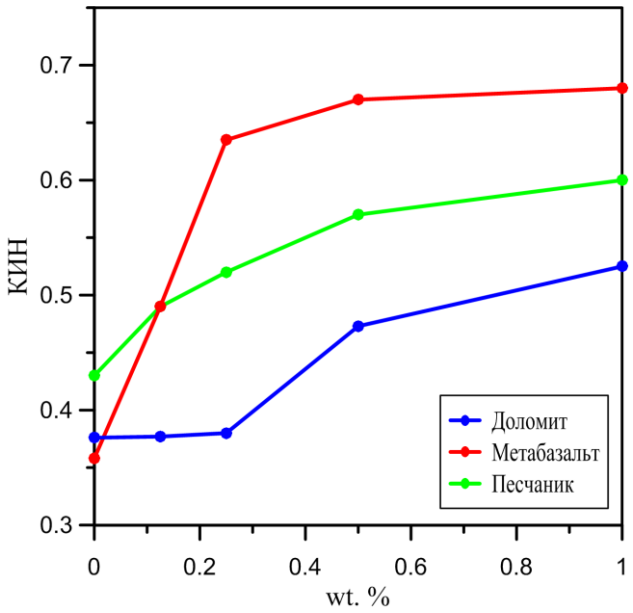


Рис. 1 Зависимость КИН от массовой концентрации частиц для различных материалов горной породы

Представлены результаты прямого численного моделирования процесса вытеснения нефти наносуспензией с частицами SiO_2 из двумерных микромоделей пористой среды с различными значениями проницаемости. Расчеты проводились для чистой воды и суспензии наночастиц оксида кремния с массовой концентрацией от 0,125 до 1%. Показаны характерные закономерности распределения нефти и вытесняющих жидкостей (воды и наносуспензий) в пористой среде. Добавление наночастиц делает процесс вытеснения менее чувствительным к вязкости нефти. Показано, что использование наносуспензий позволяет для различных материалов породы увеличить значения коэффициента извлечения нефти по сравнению с чистой водой.

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования РФ (номер FSRZ-2020-0012).

Литература

1. Birkeland, M.A. Investigation of Nanoparticle Effect on Wettability and Interfacial tension [Text] / M.A. Birkeland // MsSci Thesis, Trondheim: Norwegian University of Science and Technology. – 2013. – P.129.
2. Brackbill, J.U. A continuum method for modeling surface tension [Text] / J.U. Brackbill, D.B. Kothe, C. Zemach // Journal of Computational Physics. – 1992. – V. 100(2) – P. 335-354.
3. Hendraningrat L. Torsoeter O. Experimental investigations of wettability alteration due to various nanoparticles an EOR implication with nanofluids / L. Hendraningrat, O.Torsoeter [Text] // Proceedings of the International Symposium of the Society of Core Analyst, Avignon, France. – 2014. – P. 1-6.
4. Hirt C.W. Volume of fluid (VOF) method for the dynamics of free boundaries [Text] / C.W. Hirt, B.D. Nichols // Journal of Computational Physics. – 1981. – V. 39(1). – P. 201-225.
5. Minakov A.V. Numerical algorithm for moving-boundary fluid dynamics problems and its testing [Text] / A.V. Minakov // Computational Mathematics and Mathematical Physics. – 2014. V. 54(10). P. 1560–1570.
6. Treiber L.E. A laboratory evaluation of the wettability of fifty oil-producing reservoirs [Text] / L.E. Treiber, L.E. Duane, L. Archer, W.W. Owens // SPE Journal. 1972 – V. 971(12). – P. 531-540
Zhang K. Potential technical solutions to recover tight oil [Text] / K. Zhang // MsSci Thesis, Trondheim: Norwegian University of Science and Technology. – 2014. – P.147.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Джанхорбани Мехран

Научный руководитель - профессор Харламов С.Н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение: Оптимизация процесса очистки горизонтальных скважин от шламов является одной из наиболее актуальных задач современного бурения. Рост числа таких скважин ставит проблему их эффективной очистки с целью увеличения скорости бурения и прогнозирования возможных осложнений, возникающих в результате засорения скважины. В таких условиях основная трудность состоит в том, что процесс транспорта шламов в забойных условиях во многом неизвестен. Сведения о процессе, проходящем в забое можно получать опосредованно, например, от изменений давления на насосах или от силы трения, возникающей при спуско - подъемных операциях. Заметим, что полномасштабное изучение проблемы в лабораторных условиях весьма сложно в силу невозможности точного воспроизводства и повторения условий подземного процесса. Это достаточно дорого даже для современного оборудования - самой крупной установки, предназначенной для такого рода исследований и находящейся в университете Тульсе, шт. Оклахома, США. Ее оборудование не способно воспроизводить механизмы, широко применяемые при бурении, такие как орбитальное вращение буровой колонны. Но, к счастью, наряду с лабораторным подходом существует способ изучения данной проблемы с помощью методов математического моделирования (вычислительной гидродинамики). Но и этот подход пока что способен только давать качественные результаты. Так как при моделировании использует физические модели с рядом упрощений: относительно формы и размеров частиц; моделей турбулентности; моделей межфазного взаимодействия импульса и массы. Однако, ряд исследований уже доказали (см., например, [1,3,4], что этот подход вполне пришоден для прогноза физических эффектов, сопровождающих транспорт шламов. И, следовательно, подход жизнеспособен в изучении особенностей влияния разных факторов на процесс очистки, например, изменений вязкости, размера частиц, скорости течения смеси, скорости бурения и т.п.

Детали моделирования: В данном исследовании был использован эйлеровский подход (ПО ANSYS FLUENT) для моделирования процесса транспорта шламов в межтрубном пространстве между трубами с диаметрами 20 см и 10 см. Предполагается, что внутренняя труба расположена эксцентрично (эксцентричность e= 80%) (рис. 1). Эта значение полностью соответствует условиям процесса, именно так располагается бурильная колонна относительно скважины при бурении горизонтальных участков. Обращение к моделированию процессов гидродинамики и массообмена в рамках однофазной сплошной среды показало, что течение полностью развивается по длине скважины после 4 метров. Это потребовало принять расчетную длина канала размером порядка 10 метров (рис. 2).

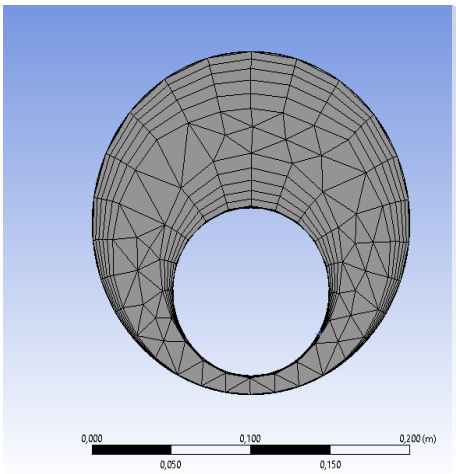


Рис.1. Геометрия кольцевой зоны и ее расчетная сетка

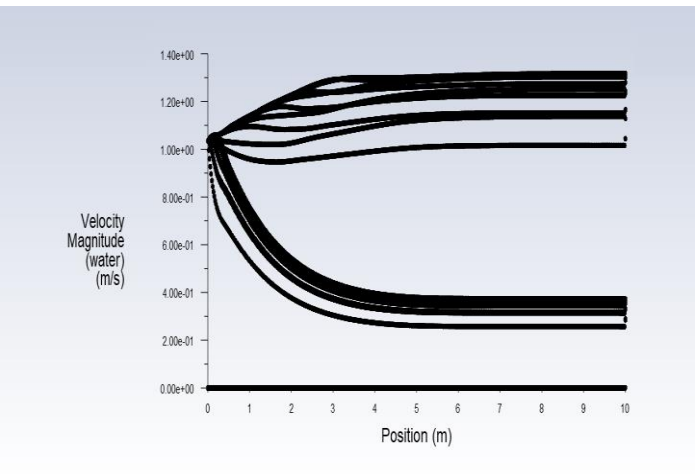


Рис.2. Изменение осевой скорости жидкой фазы по длине скважины в отдельных сечениях по поперечному сечению межтрубного пространства

Моделирование на разных сетках показало, что оптимальной для исследований следует считать сетку с количеством яичек 435.000. Этого достаточно для обеспечения требуемой точности получения численного решения. Так, увеличение сетки не влияет на изменение локальных переменных (достигнута погрешность меньше 2%). Но, дальнейшее измельчение области расчета значительно увеличивает время расчета гидродинамической картины течения смеси из воды с песком (плотностью 2650 кг/м3 и размером частиц 3 мм). Предполагается, что частицы песка являются сферическими и одноразмерными. Расчет турбулентного течения проводится в рамках (к-ω) модели турбулентности в низкорейнольдсовой форме. Установлено, что (к-ε) модель турбулентности не способна корректно предсказать изменения поля скорости в узком межтрубном пространстве (в нижней части кольцевой зоны) и ведёт к

нестабиль ности численного алгоритма. Замыкание определяющей системы уравнений также включает формулировки физических свойств песка, слагаемых, описывающих эффекты межфазного взаимодействия (были использованы модели Гидаспоу [2] – для представления гранулярной вязкости, силы сопротивления) и данные Лун [5] (при формулировке объемной вязкости, давления твердой фазы). В расчетах принято, что упаковка частиц определялась величиной 0,63. Так как частицы являются сферическими и одноразмерными, то допускается, что влиянием других сил, таких как подъемная и виртуальной массы пренебрегается. Считается, что они незначительными по сравнению с силой сопротивления.

Краевые условия формулируются так, что для входных условий вода входит в систему с дебитом 23,5 кг/сек (скорость течения 1 м/сек), который находится в пределах реальных буровых условий. И песка с дебитом 0,6 кг/сек, который соответствует скорости бурения 100 фут/час (при 20% пористости породы) – это также соответствует реальным буровым условиям. Условия на выходе соответствуют непрерывности течения, на стенках – прилипания для осредненных и пульсационных величин (no slip). При получении численного решения уравнений математической модели был использован Phase Coupled SIMPLE алгоритм. И так как при течении смеси (из-за накопления песка в межтрубном пространстве) геометрия изменяется, то, видно, что внутри геометрии меняется поля скорости. Предполагается, что течение отвечает стационарному режиму и решение строится на идеях метода установления при соответствующем интегрировании определяющих уравнений математической доли, записанных в нестационарной форме. При этом выбирается временной шаг установления величиной порядка 0,001 сек. Течение смеси соответствует реальным условиям функционирования скважины.

Результаты: Время решения задачи о течении смеси в данных условиях составило порядка 200сек. Установлено, что полученные результаты вполне удовлетворительно количественно и качественно соответствуют экспериментальным результатам, полученным Мовахеди [6], где использовалась смесь воды с нефтью, несферичные и разноразмерные частицы. К тому же значения Y+ на стенах находятся в пределах, допустимых для использования версии модели турбулентности с пристеночными функциями для зоны динамического пограничного слоя ($30 < Y+ < 300$). Анализируемые результаты отвечают случаю полностью установившегося течения в межтрубном пространстве, о чем свидетельствуют параметры, описывающие устойчивость численного алгоритма интегрирования определяющих уравнений гидродинамики и диффузии фаз смеси. Данные анализа нестационарного режима течения показывают, что через 100 сек концентрация шлама в кольцевом пространстве растет до 2,94% при перепаде давления 860 Па. Однако, после этого она медленно уменьшается. И после 200 сек было обнаружено, что концентрация шлама уменьшалась до 2,62% при перепаде давления 850 Па. Это явление можно объяснить тем, что уменьшение свободного для течения пространства ведет к росту скорости течения и оно стирает верхние слои шлама. Отметим, что наибольшие проблемы прогноза течения смеси связаны с моделированием турбулентности. Поэтому в задаче возникают вопросы для дополнительного детального изучения, что может составить предмет для перспективных исследований. Другим источником ошибок при построении численного решения связан с описанием эффектов межфазных взаимодействий в процессах переноса импульса и массы. В связи с этим уместно использовать лагранжевый подход для прогноза динамики частиц твердой фазы по эксцентричному пространству горизонтального участка скважины.

Литература

1. Bilgesu, H. I., M. W. Ali, K. Aminian, and S. Ameri. "Computational Fluid Dynamics (CFD) as a tool to study cutting transport in wellbores." In *SPE Eastern Regional Meeting*. Society of Petroleum Engineers, 2002.
2. Gidaspow, Dimitri, Rukmini Bezburuah, and J. Ding. Hydrodynamics of circulating fluidized beds: kinetic theory approach. No. CONF-920502-1. Illinois Inst. of Tech., Chicago, IL (United States). Dept. of Chemical Engineering, 1991.
3. Heydari, Omid, Eghbal Sahraei, and Pål Skalle. "Investigating the impact of drillpipe's rotation and eccentricity on cuttings transport phenomenon in various horizontal annuluses using computational fluid dynamics (CFD)." Journal of Petroleum Science and Engineering 156 (2017): 801-813.
4. Ignatenko, Yaroslav, Oleg Bocharov, Andrey Gavrilov, and Roland May. "Steady-state cuttings transport simulation in horizontal borehole annulus." In ASME 2018 37th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. American Society of Mechanical Engineers Digital Collection, 2018.
5. Lun, C. K. K., S. Br Savage, D. J. Jeffrey, and N. Chepurniy. "Kinetic theories for granular flow: inelastic particles in Couette flow and slightly inelastic particles in a general flowfield." Journal of fluid mechanics 140 (1984): 223-256.
6. Movahedi, Hamed, and Saeid Jamshidi. "Experimental and CFD Simulation of Slurry Flow in the Annular Flow Path Using Two-Fluid Model." Journal of Petroleum Science and Engineering (2020): 108224.

АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕВАТОРА ТРУБНОГО ЭХЛ-60-15

Дубровко Д.С.
Научный руководитель - профессор К.В. Сызранцева
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Элеватор предназначен для захвата колонны труб и удержания их на весу в процессе спускоподъемных операций [5].

Выпускают трубные элеваторы для обсадных, бурильных и насосно-компрессорных труб. По конструкции различают элеваторы одноштропные и двухштропные. Элеватор состоит из следующих основных деталей и узлов: корпуса, захвата, замка и предохранителя. Корпус элеватора как основная деталь, несущая нагрузку, выполняется литым или кованым.

Элеватор ЭХЛ-60-15 выпускается Ишимбайской компанией ООО «Нефтемаш», где 60 - это диаметр захватываемой трубы в миллиметрах, а 15 - грузоподъёмность элеватора в тоннах. ЭХЛ-60-15 относится к элеваторам балочной конструкции, он состоит из массивного кованого корпуса, имеющего форму скобы с проушинами, которые передают нагрузку на штропы равной длины [3]. В верхней части корпуса имеется кольцевая выточка, куда вкладывается затвор, к которому навинчивается поворотная рукоятка, в закрытом положении фиксируемая предохранителем. «Пальцы» нужны для подвешивания на серьги и перемещение элеватора.

Для изготовления элеваторов применяют углеродистые качественные конструкционные стали марок 30, 35, 40, 45, 40Х и 40ХН.

С целью выявления опасных мест в конструкции элеватора было решено смоделировать процесс нагружения при спускоподъемной операции. Компьютерное моделирование было выполнено в программном комплексе ANSYS, реализующем метод конечных элементов - основной метод для решения современных задач механики, гидро- и аэродинамики, а также переноса тепла. 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 [1]. Дифференциальные уравнения, описывающие решаемую задачу, записываются отдельно для каждого конечного элемента, а затем определенным образом они суммируются в глобальную систему дифференциальных уравнений, решаемую методом Гаусса. В результате решения системы исследователю становятся доступны значения требуемых физических характеристик во всех элементах детали.

Конечно-элементный прочностной анализ корпуса элеватора ЭХЛ-60-15 состоит из следующих этапов:

1. Построение в программном комплексе SolidWorks геометрии корпуса элеватора [4];
2. Сохранение полученной модели в формате Parasolid (*.x_t) и последующий импорт в ANSYS Workbench;
3. Задание свойств материала. Корпус элеватора изготовлен из стали 30, следовательно, предел прочности на растяжение $\sigma_в$=350 МПа, коэффициент Пуассона μ=0,3 [2];
4. Разработка и построение конечно-элементной сетки;
5. Задание известных перемещений (заделок). Модель закреплена на внутренней поверхности, имеющей форму полукруга, там, где вставляются «пальцы»;
6. Задание нагрузок на элеватор. Как было сказано выше, корпус элеватора - это непосредственно та часть, которая воспринимает усилие в виде подвешенных труб. Площадка нагружения была выбрана сверху, так как в соответствии со сборочным чертежом исследуемого узла, в контакте с корпусом элеватора находится муфта замка насосно-компрессорной трубы. Грузоподъемность элеватора по паспорту составляет 15 тонн. Таким образом, к верхней площадке элеватора было приложено соответствующее усилие.

На рисунке 1 представлено распределение суммарных перемещений корпуса элеватора. Для наглядности деформация преувеличена в 50 раз. На рисунке 2 представлены распределения главных напряжений σ_1. Для наглядности деформация преувеличена в 50 раз.

При дальнейшем компьютерном анализе было решено увеличить нагрузку на 25% сверх номинальной грузоподъёмности элеватора, поскольку при процессе СПО в момент «страгивания» лебёдки на подъем происходит резкое возрастание нагрузки на корпус элеватора. При малейшем дефекте корпуса это может привести к непоправимым последствиям. Например, к разрыву тела элеватора, что приведет, во-первых, к аварии, на ликвидацию которой придется понести существенные затраты, во-вторых, к травмам персонала, находящегося непосредственно рядом с элеватором. Важно, в соответствии с техническим паспортом элеватора, проводить дефектоскопию до и после рабочей смены.

Таблица 1

Полученные результаты

Деталь	Грузоподъемность, т	Нагрузка, т	Предел прочности на растяжение, МПа	Суммарные перемещения, мм	Главные напряжения σ_1, МПа	Запас прочности
Элеватор ЭХЛ-60-15	15	15	350	0,02	38	9,21
		20		0,03	51	6,86

Таким образом, выполнив компьютерный инженерный анализ с целью проверки жесткости и прочности корпуса элеватора, мы пришли к выводу, даже что при превышении номинальной грузоподъемности на 25% концентрация напряжений в опасных местах не превышает допустимый предел прочности материала. Запас прочности элеватора можно считать достаточным.

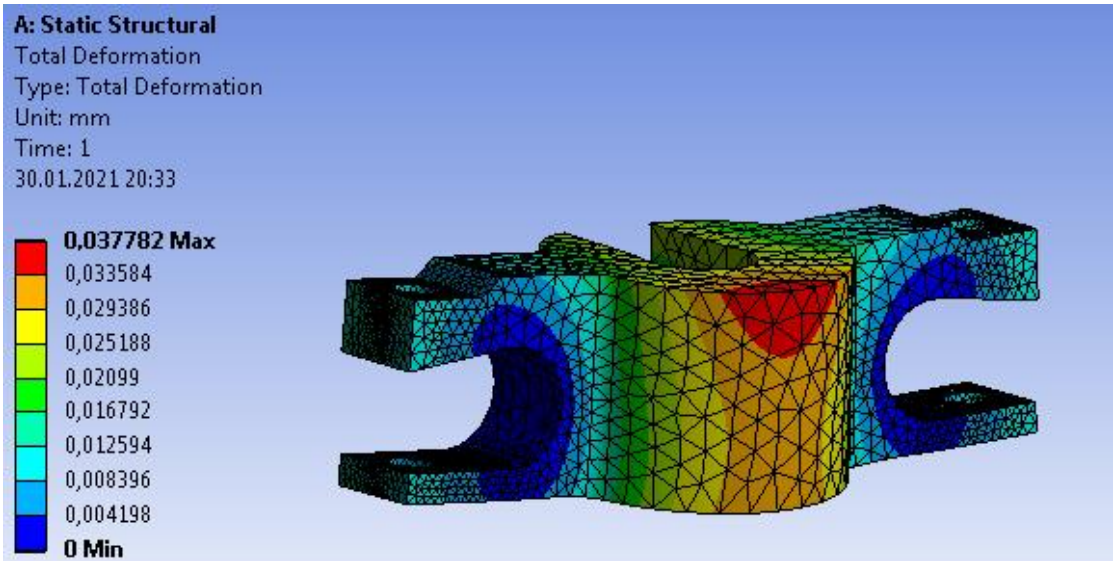


Рисунок 1. Распределение суммарных перемещений

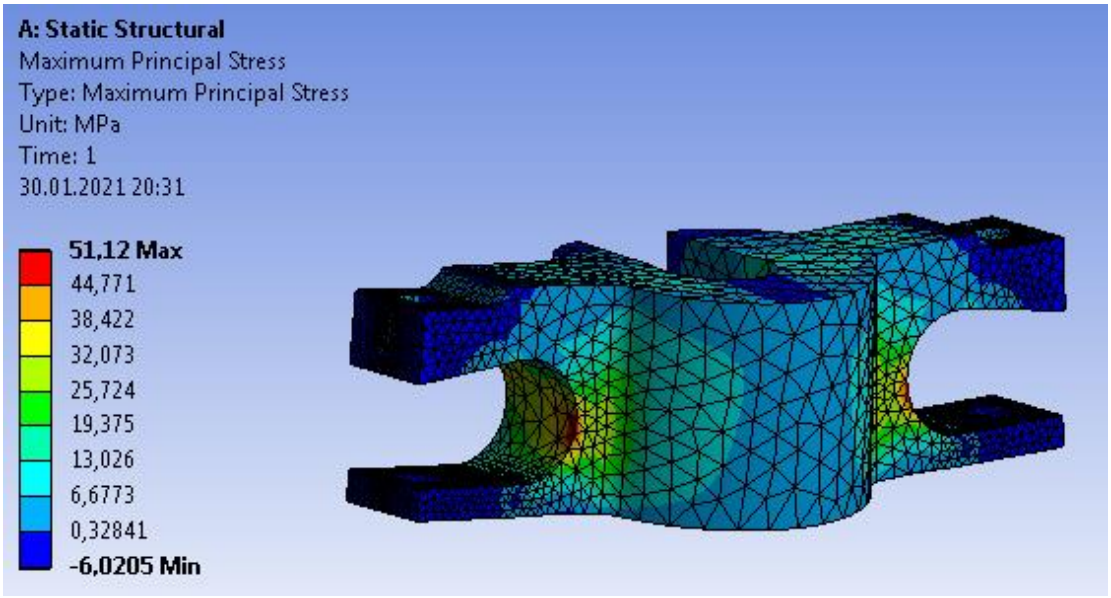


Рисунок 2. Распределение главных напряжений

Литература

1. Syzrantseva, K. Comparative analysis of stress-strain condition of cylindrical gears arc teeth and spurs / Syzrantseva K, Syzrantsev V, Babichev D. // Lecture Notes in Mechanical Engineering,- 2020.- Pp. 101-108. doi:10.1007/978-3-030-22041-9_12
2. Басов К.А. ANSYS справочник пользователя. - М., 2005. - 101 с.
3. ГОСТ 34380-2017 (ISO 10405:2000) Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Рекомендации по эксплуатации и обслуживанию.
4. 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
5. Молчанов Г.В., Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: учебник для вузов. – М.: Недра, 2019. – 588 с
6. Справочник мастера КРС по сложным работам: учебное пособие / Ю. В. Ваганов, А. В. Кустышев, В. А. Долгушин, Д. А. Кустышев, Е. В. Паникаровский, В. В. Дмитрук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2016. – 285 с.

ТЕХНОЛОГИЯ АНАЛИЗА И ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ CRM МОДЕЛИРОВАНИЯ

Зеленин Д.В.
Научный руководитель – главный специалист А.А. Ручкин
Тюменский нефтяной научный центр, г. Тюмень, Россия

Для эффективной разработки нефтяных месторождений, находящихся на завершающей стадии первоочередными задачами, является проведение комплексного анализа сложившейся системы заводнения и оптимизации режимов работы нагнетательного фонда. Решение таких задач возможно, как с использованием полноценного трехмерного гидродинамического моделирования, так и с использованием упрощенных аналитических или статистических моделей. Гидродинамическое моделирование требует большого количества исходных данных, а также значительных временных ресурсов необходимых для построения и адаптации модели. Помимо этого, задача подбора оптимальных режимов работы скважин решается только с применением многовариантных расчетов. Таким образом, гидродинамическое моделирование не подходит для задач, требующих оперативного принятия решений. Аналитические модели можно разделить на упрощенные модели, статистические модели и модели на основе материального баланса. Каждый класс моделей обладает своими особенностями и недостатками. Упрощенные модели, например, модели расчета коэффициентов влияния нагнетательных скважин на основе геометрического расположения скважин в пространстве, с одной стороны позволяют проводить оперативную оценку текущей компенсации по элементам заводнения, с другой стороны существенным недостатком является отсутствие физической содержательности таких моделей. Статистический и корреляционный анализ также обладает преимуществом в плане простоты и скорости вычисления, однако позволяет только проводить оценку взаимовлияния скважин на качественном уровне. Среди моделей материального баланса наибольшей популярностью обладают: модель построения матрицы взаимной продуктивности или MPI (*Multywell Productivity Index*) модель, емкостно-резистивная модель или CRM (*Capacitance Resistance Model*) модель, а также модель INSIM (*Interwell Numerical Simulation*). Существует два подхода построения матрицы взаимной продуктивности, первый подход на основе аналитических формул [1] выведенных для однородного пласта постоянной мощности, второй подход на основе решения уравнения двумерной стационарной фильтрации [2], требующий знания свойств нефтяного пласта в межскважинном пространстве. Модель INSIM [3] по своей детальности и физической содержательности наиболее приближена к гидродинамическому моделированию, однако требует значительных временных затрат для адаптации модели. Модель CRM представляет собой аналитическое решение уравнения материального баланса в виде [4]:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0)e^{-\frac{t_n-t_0}{\tau_j}} + \sum_{k=1}^{n}\left[\left(\sum_{i=1}^{NI}\left(f_{ij}I_i^k\right) - J_j\tau_j\frac{p_j^k - p_j^{k-1}}{t_k - t_{k-1}}\right)e^{-\frac{t_n-t_k}{\tau_j}}\left(1 - e^{-\frac{t_k-t_{k-1}}{\tau_j}}\right)\right]$$

где q_j – дебит жидкости, I_i - приемистость, p_j^k – забойное давление на добывающих скважинах. В результате решения обратной задачи определяются такие параметры как «постоянная» времени - τ_j, коэффициент продуктивности добывающих скважин - J_j, коэффициенты взаимовлияния - f_{ij}. При этом параметры τ_j, J_j и f_{ij} подбираются в результате решения оптимизационной задачи путем минимизации невязки между модельным и фактическим дебитом жидкости по скважинам на периоде адаптации. Алгоритм решения оптимизационной задачи, представленный в [5], позволяет в оперативном режиме настроить модель на фактические данные.

На основе параметров, полученных в результате адаптации CRM модели, может быть проведен анализ эффективности работы системы заводнения. Сумма коэффициентов взаимовлияния f_{ij} по *i*-той нагнетательной скважине характеризует долю полезной закачки это скважины. Если сумма коэффициентов будет меньше единицы, это указывает на наличие непроизводительной закачки и такая скважина может быть рекомендована на проведения промыслово-геофизических исследований с целью выявления причин потерь закачки. Физическим смыслом коэффициентов взаимовлияния является доля закачки *i*-той нагнетательной скважины направленная на добычу *j*-той добывающей скважины. При этом путем несложных математических преобразований можно вычислить обратные коэффициенты влияния, характеризующие долю добываемой жидкости и нефти за счет работ *i*-той нагнетательной скважины. Такой анализ позволяет выявлять как наиболее эффективные нагнетательные скважины, так и, наоборот, малоэффективные скважины. Так же следует отметить, что анализ показателей реагирующих добывающих скважин позволяет выявить так называемые «скважины-воровки», то скважин, поглощающих большие объемы закачиваемой воды, при этом работающие с низким дебитом нефти. Остановка таких скважин или применение потокоотклоняющих технологий вовлечь в разработку запасы нефти, которые ранее не были охвачены заводнением.

На основе коэффициентов взаимовлияния могут быть выделены как пары скважин с сильной гидродинамической связью, так и наоборот, скважины с отсутствием гидродинамической связью, что может свидетельствовать о наличии непроницаемых барьеров.

При анализе системы поддержания пластового давления важной задачей является построение карт текущей компенсации по элементам заводнения. Для расчета компенсации необходимо знание долей участия нагнетательных скважин в элементе заводнения, для этого, как правило, используются либо модель линий тока как постпроцессинговая процедура гидродинамического моделирования, либо упрощенные подходы расчета доли участия скважины пропорционально углам притоков к центру элементов заводнения. Однако, как было сказано ранее, гидродинамическое моделирование не подходит для решения задач в оперативном режиме, а упрощенные методики

не имеют физической содержательности. Таким образом, задачу расчета долей участия нагнетательных скважин можно решать с использованием CRM модели. При этом модель CRM позволяет не только выполнить оценку текущей компенсации в элементе заводнения, но и оценить компенсацию, приходящуюся на каждую добывающую скважину. Также на основе коэффициентов взаимовлияния по модели CRM можно проводить анализ корректности выделения элементов заводнения. Наличие сильной связи между скважинами, находящимися в разных элементах заводнения, свидетельствует о некорректном разделении залежи на элементы.

Важной задачей при разработке нефтяного месторождения является мониторинг проведенных геолого-технических мероприятий, который включается в себя расчет дополнительной добычи нефти. Для этого необходимо выполнить прогноз базовой добычи нефти, который, как правило, выполняется с использованием характеристик вытеснения. Однако существенным ограничением характеристик вытеснения является недоучет влияния изменения режимов работы окружающих нагнетательных скважин, что может приводить к некорректной оценке дополнительной добычи нефти. Поскольку в основную формулу модели CRM входят слагаемые учитывающие приемистости влияющих нагнетательных скважин и влияние изменения забойного давления на наблюдаемой скважине, модель CRM позволяет выполнить разделение эффекта от проведения ГТМ и изменения режимов работы влияющих как нагнетательных скважин, так и наблюдаемой добывающей скважины.

Помимо задач анализа эффективности системы ППД модель CRM позволяет решить задачу оптимизации приемистостей с целью увеличения нефтеотдачи или поддержания требуемого уровня компенсации по элементам заводнения. В отличие от гидродинамического моделирования для решения задачи не требуется выполнение многовариантных расчетов. Модель CRM в двухфазной постановке [6] представляет собой зависимость дебита нефти от приемистости нагнетательных скважин, что позволяет сформулировать функционал, представляющий собой зависимость накопленной добычи нефти за прогнозный период или зависимость невязки между заданной и модельной компенсацией от приемистостей нагнетательных скважин. Приемистости выступают в качестве управляющих параметров и подбираются таким образом, чтобы максимизировать накопленную добычу нефти или минимизировать невязку между модельной и заданной компенсацией. На управляющие параметры накладываются ограничения в виде максимально допустимой суммарной закачки, а также максимальная и минимальная приемистость по каждой нагнетательной скважине.

Предложенная методика была апробирована на двух лицензионных участках одном из месторождений Компании. Для каждого участка были подобраны приемистости для поддержания текущей компенсации более 100% по каждому элементу заводнения. В результате недропользователю были выданы рекомендации по регулированию приемистостей. Мониторинг эффективности проводилась по базовому фонду скважин в течение восьми месяцев. Дополнительная добыча нефти на одном участке составила 4,7 тыс. тонн и 2,8 тыс. тонн на втором участке.

Внедрение модели CRM в процесс мониторинга нефтяного месторождения позволяет в оперативном режиме провести анализ системы заводнения, включающий в себя решения задач: определения наличия непроизводительной закачки, оценку эффективности работы нагнетательных скважин, расчет текущей компенсации по элементам заводнения и по отдельным добывающим скважинам, определения наличия непроницаемых барьеров, оценка эффективности проведенных ГТМ. Помимо этого, решение предложенной оптимизационной задачи позволяет автоматизировать процесс подбора оптимальных режимов работы нагнетательных скважин.

Литература

1. Valko P. P. Development and Application of the Multiwell Productivity Index (MPI) / P. P. Valko, L. E. Doublet, T. A. Blasingame // SPE Journal. 2000. Vol. 5. № 1. Pp. 21-31.
2. Соколов С. В. Алгоритм построения и возможности практического применения матрицы взаимовлияния скважин / С. В. Соколов // Сборник научных трудов. Тюмень: Тюменский нефтяной научный центр, 2017. Вып. 3. С. 139-144.
3. Hui Zhao, A Data-Driven Model for History Matching and Prediction for Waterflooding Monitoring and Management with a Field Application, SPE Journal, 21(06), 2175–2194, 2016.
4. Sayarpour M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO2 Floods. Ph.D Dissertation, 2008.
5. Бекман А. Д. Новый алгоритм нахождения оптимального решения задачи определения коэффициентов взаимовлияния скважин в рамках модели CRM / А. Д. Бекман, С. В. Степанов, А. А. Ручкин, Д. В. Зеленин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Том 5. № 3. С. 164-185. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-3-164-185.
6. Бекман А. Д. Новый метод прогнозирования динамики обводненности скважин с использованием результатов CRMP-моделирования / А. Д. Бекман, Т. А. Поспелова, Д. В. Зеленин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 1 (21). С. 192-207. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-192-207

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СЕТИ МЕТОДАМИ СИСТЕМНОГО АНАЛИЗА И НЕПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ

Румянцев В.О.
Научный руководитель - профессор К.В. Сызранцева
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

В настоящее время большую часть системы газоснабжения России составляют газотранспортные объекты. На этапе длительной выработки своего ресурса, вследствие тяжелых эксплуатационных условий, агрессивной внешней и внутренней среды, проявляется множественные повреждения (заклинивание арматуры из-за отложений), которые снижают пропускную способность трубопроводов и в значительной степени ухудшают номинальные характеристики, требуемые для корректной работы объектов транспорта газа. Значительная выработка ресурса газотранспортных сетей, привела к необходимости определения достоверных параметров функционирования трубопроводных систем в отраслях, где к системам транспорта газа предъявляются высокие требования по обеспечению высокой точности моделирования и приемлемого уровня функционирования. Контроль состояния пропускной способности ведут преимущественно по отдельным параметрам, которые системой методов безопасной эксплуатации относят к критическим и потенциально-опасным.

Однако применяя методы математического моделирования в современной системе транспорта газа, часто используется неопределённая информацию о текущем состоянии участков системы объекта. В ходе исследования путем сравнения номинальных параметров пропускной способности, текущего состояния и характеристик трубопроводов, остро возникла необходимость выстраивать систему оптимизационных расчетов, с целью планирования режимов работы и эффективности, как отдельного участка, так и всей газотранспортной системы объекта. В процессе эксплуатационных условий, изменяются коэффициенты гидравлического сопротивления трубопроводов из-за образования внутриполостных гидратов, капельного конденсата, отложений шлама в плоскости трубопроводного транспорта. С течением времени ухудшаются прочностные характеристики трубопроводов, запорная арматура (внутривентильные клапана, рециркуляторы газа) и управляемые автоматизированной системой датчики, передают менее точные показания, с погрешностью на процент полученного износа в ходе эксплуатации. Тем самым нарушаются условия эксплуатации технического регламента системы трубопроводов, что определенным образом приводит к снижению максимально допустимого давления газа, что в свою очередь может привести к большой вероятности отказа трубопровода [6]. Применяя современные методы построения математической модели, такие как теории графов, идентификации, непараметрической статистики, можно построить высокоточную модель системы, которая позволит добиться оптимального потокового функционирования газотранспортных сетей при регламентной эксплуатации и в аварийных ситуациях.

На данный момент существуют основные приемные методы для построения высокоточных математических моделей. Все они используются в современных газотранспортных системах и основаны на информации о состоянии, и выпускаемой пропускной способности газотранспортных систем, которые находятся под управлением автоматизированных систем, оператора, других периферийных устройство на самом трубопроводе, и, следовательно, распределение потоков может быть оценено с требуемой точностью. Исследуя современные системы моделирования, пропускной способности и отслеживая на трассовых участках аварийные состояния, стоить отметить, что во многих проектируемых, и действующих системах управления трубопроводными сетями, отследить точно место аварийного прорыва, и перенаправить транспортные потоки является трудоемкой вычислительной задачей. На таких объектах оперативно определять возможные подключения и переключения между потоками в зависимости от состояния запорной арматуры является сложной задачей [1]. Основными методами моделирования сложных структур контроля газовых систем с целью й высокоточной обработки потоков и управления технологическими процессами являются методы непараметрической статистики и теории графов. Предложенные методы обеспечивают требуемую точность и быстроту смены направления и реакции на аварийные переключения запорной арматуры, а также поддерживают надежность на заданном уровне регламента системы [3].

Методы непараметрической статистики, используемые в современных системах управления перераспределением потоков в трубопроводном транспорте, основаны на предположении, что пропускная способность канала в системе взаимосвязана с пропускной способностью запорной арматуры и, следовательно, распределение потоками находится на стороне автоматизированной системы управления, состояниями которой может управлять как система управления, так и оператор, который отслеживает и передает команды перераспределения [2]. Основной подход к моделированию газотранспортной системы заключается в определении трех различных типов факторов, которые влияют на потокораспределение:

• потеря в полосе пропускания потока (которая рассматривается как детерминированный процесс в зависимости от расстояния между приемными и передаточными пунктами системы);

• медленное затухание потока (относительно медленный переменный вероятностный процесс из-за образования шламов и накоплений, как в пропускной трубе, так и запорной арматуре);

• быстрое затухание потока (более быстрый случайный процесс из-за возможного попадания примесей уменьшающих поток).

Одной из наиболее сложных проблем, обычно связанных с моделированием пропускной способности газотранспортной системы, является необходимость построения технологической карты с трубопроводной сетью и высокоточного построения математических моделей. Фактически моделирование потокораспределения, может быть описано высокоточным методом теории графов.

Рассмотрим в качестве примера моделирование объекта реальной системы транспорта газа ООО «Газпром переработка», работа которого изложена в технологическом регламенте предприятия (ТР-6400-20806-07-2013) [5]. Фрагмент технологической схемы ООО «Газпром переработка» представлен на рисунке 1.

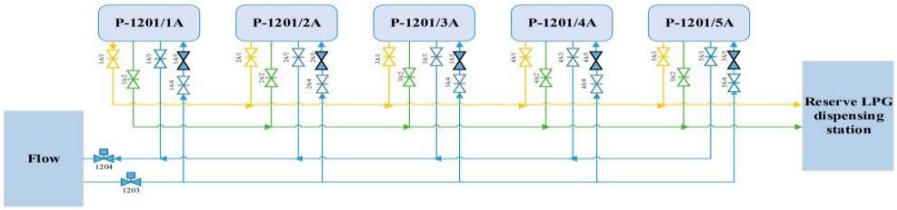


Рис. 1 Фрагмент технологической схемы резервуарного парка

Применив метод описания технологической схемы в виде ориентированного графа, который изложен в работе [4], получим следующий граф объекта, который представлен на рисунке 2.

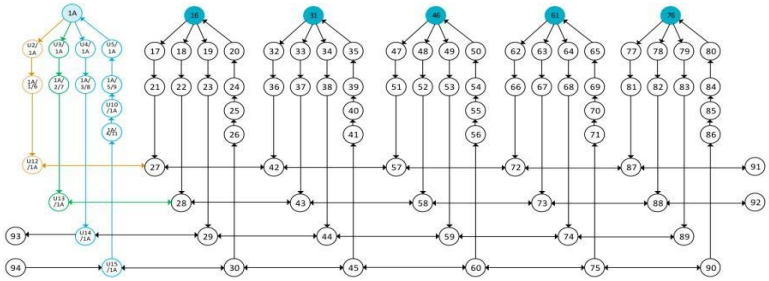


Рис. 2 Ориентированный граф фрагмента технологической схемы

Представленный на рисунке граф является ориентированным, что дает возможность представления обратных клапанов технологических трубопроводов. Обработка цифровой модели графа была реализована в программной среде MATLAB. На рисунке 2, граф является ориентированным, как следствие, обеспечивая возможность реализовывать сложные технологические структуры организации распределения потоков, которые позволяют проводить оптимизационные расчеты. Расчетный метод, служит инструментом визуализации трубопроводных конструкций, определению угрозы перекрытия потоков и получению параметров работы объектов трубопроводной системы, которые необходимы для оптимальной стратегии управления технологическими процессами транспорта газа.

Таким образом, предложенные математические методы моделирования пропускной способности и состояния отслеживания каналов запорной арматуры газотранспортных систем, позволяют получить современные и технологичные решения, способствуя снижению энергетических затрат на транспортировку газа, а также регулирование потокораспределения в условиях нормальной регламентируемой эксплуатации и в аварийных ситуациях. Проанализированы методы математического описания недостоверности исходной информации и построения алгоритмов, позволяющих осуществлять поиск оптимальных маршрутов предложенным математическим способом, путем применения методов непараметрической статистики, теории графов. Исходя из этого, мы получаем высокоточную и эффективную модель для обработки и расчета состояния газотранспортной системы на производстве.

Литература

1. Алексеев В.В. Моделирование деятельности человека-оператора в автоматизированных системах управления // Проблемы машиностроения и автоматизации. – Москва, 2003. – № 3. – С. 54 – 56.
2. Владова А.Ю. Структурная и параметрическая идентификация множества состояний оболочковых технических объектов на мультиграфах // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – Москва, 2010. – № 5. – С. 18 – 22.
3. Графы в программировании: обработка, визуализация и применение / Под ред. В.Н. Касьянов. – СПб.: БХВ – Петербург, 2003. – 261 с.
4. Румянцев В.О. Математическое моделирование газотранспортной системы с помощью теории графов // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXI Международного симпозиума студ., аспир. и молодых ученых. – Томск, 2017. – Т.2. – С. 340 – 342.
5. СТО Газпром 2-1/20-122-2007 «Методика проведения энергоаудита компрессорной станции, компрессорных цехов с газотурбинными и электроприводными ГПА».
6. Сызранцева К.В., Румянцев В.О., Бакановская Л.Н. Оптимизация управления потоками газа в системе транспорта газа на основе теории графов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – Москва, 2019. – №6. – С. 44 – 49.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОФИЛЯ ШВЕЛЛЕРА МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ВАРИАНТАХ ЕГО НАГРУЖЕНИЯ

Чертов Б.Ю.
Научный руководитель - профессор К.В. Сызранцева
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Для добычи, переработки и транспортировки нефти и газа применяется специализированное оборудование, к надежности которого предъявляются весьма высокие требования. Для возведения нефтяных платформ, сооружения мостов, мостовых кранов, каркасов, направляющего грузоподъемного устройства, различных механизмов, армирования железобетонных конструкций и стен, а также для некоторых перекрытий, внутренней отделке различных объектов, в которых необходима высокая прочность, устойчивость конструкции и не слишком большой вес, широко используются такой вид металлопроката, как швеллеры [1].

Они нашли свое применение практически в каждой сфере, связанной со строительством, начиная от хозяйственных построек и заканчивая нефтегазовым производством либо машиностроением. Они характеризуются П-образной формой и имеют несколько видов. В качестве материла используют сталь или алюминий [1, 2]. Одним из преимуществ швеллера является возможность неограниченного количества сварки, а также он очень удобен в монтаже, так как имеет плоскую грань, которой крепится к поверхности стенки. Он незаменим при прокладке проводов с высоким напряжением, больших трубопроводов в нефтяной и газовой промышленности, т. к. из него сооружают защитный каркас.

Швеллеры изготавливаются в различных конфигурациях и из различных сплавов, поэтому несущая способность у разных их вариантов исполнения неодинакова. Основная задача швеллера: восприятие и распределение механических нагрузок, причем основная нагрузка будет именно изгибающая, но она может дополняться кручением. Также из-за особенности конструкции полок швеллера, они способны воспринимать, как и боковую нагрузку, так и крутящий момент, но основная нагрузка приходится именно на стенку швеллера. Несимметричный относительно вертикальной оси швеллер, к которому приложена нагрузка, направленная перпендикулярно продольной оси с эксцентриситетом влево или вправо от стенки будет скручиваться соответственно влево или вправо. Существует положение плоскости действия нагрузки, при котором будет только изгиб балки (без кручения). Эта плоскость действия силы пересекает горизонтальную ось симметрии в точке, называемой центром изгиба [2]. В то же время, распределение нагрузки по профилю швеллера играет существенную роль поскольку его неравномерное нагружение может вызвать дополнительные перекосы и увеличить кручение.

Для того, чтобы избежать нежелательные перекосы и скручивания, швеллеры могут свариваться между собой, образуя квадратное замкнутое сечение, с усилениями и без него, а также они могут быть оборудованы дополнительными рёбрами жесткости в зависимости от требуемой задачей применения и предполагаемой нагрузки [3].

Целью данной работы является исследование напряженно-деформированного состояния (НДС) профиля стандартного швеллера по ГОСТ 8240-97 (профиль №10) [4] для его нагружения в трех различных участках.

Поскольку исследуемый профиль швеллера является довольно сложным, то оценить его прочность и жесткость методами теории сопротивления материалов невозможно. В данном случае рационально будет использовать численные методы теории упругости, например, метод конечных элементов [5].

В Тюменском индустриальном университете разработана и успешно используется для выполнения лабораторных работ бакалавров программа Xensys, реализующая метод конечных элементов в плоской постановке. Программа имеет дружественный интерфейс, понятный студентам даже заочной формы обучения, но, вместе с тем, позволяет определить напряженно-деформированное состояние профилей довольно сложных деталей. Это позволяет использовать ее и для научных исследований, тем более, что в ней реализована функция вычисления и отрисовки реакции датчиков деформаций интегрального типа (разработанных также в ТИУ [6]), предназначенных для экспериментальной оценки накопленных усталостных повреждений в металлоконструкциях и прогноза их остаточного ресурса.

Для выполнения поставленной задачи была построена модель швеллера на примере ГОСТ 8240-97 в редактирующей программе “Guide”, далее выполнены расчеты НДС в программе “Xensys” для трех вариантов нагружения, показанных на рисунке 1а, с последующим анализом полученных результатов всех компонент перемещений и напряжений. Величина нагрузки принималась одинаковой для всех расчетных случаев: -0,5Н по оси OY.

Выполненный анализ показал, что распределения компонент перемещений и напряжений сильно отличаются для трех вариантов нагружения. Так, на рисунках 1а и 1б хорошо видна разница в картине распределения вертикальных перемещений: если в варианте нагружения №1 полка швеллера опускается вниз при приложении нагрузки, то в варианте нагружения №3 она поднимается вверх (белый цвет на рисунках обозначает близкие к нулю значения, яркие цвета – положительные значения, бледные цвета – отрицательные значения на шкале). Зоны концентрации напряжений, в которых могут возникнуть усталостные трещины, показанные на рисунке 3 крестиками, также меняют свое положение.

Выполненный анализ показал, что при проектировании металлических конструкций, включающих швеллеры, необходимо учитывать зоны приложенной к ним нагрузки с целью исключения нежелательных перекосов и кручения. В случае недостаточной жесткости конструкции будет более рационально использовать двутавр.

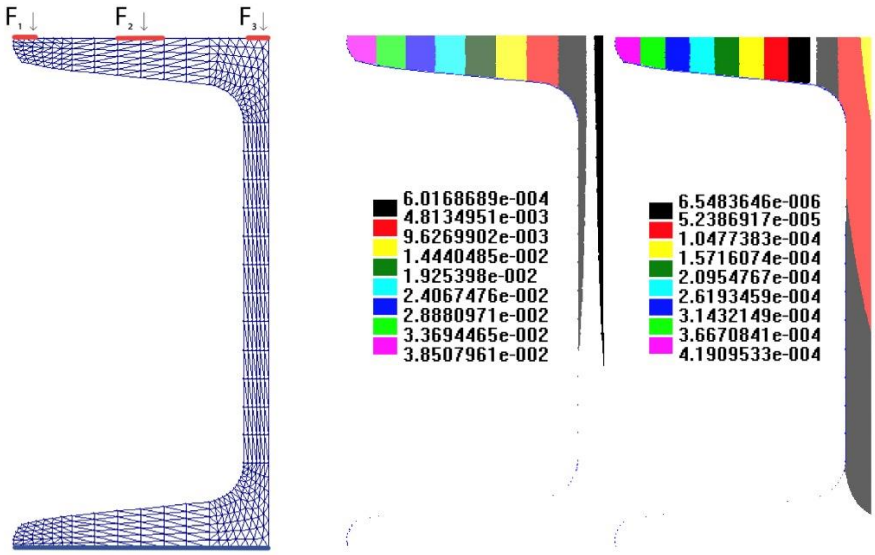


Рис. 1 Расчет жесткости швеллера
а) расчетная схема; б) вертикальные перемещения для варианта нагружения №1; в) вертикальные перемещения для варианта нагружения №3

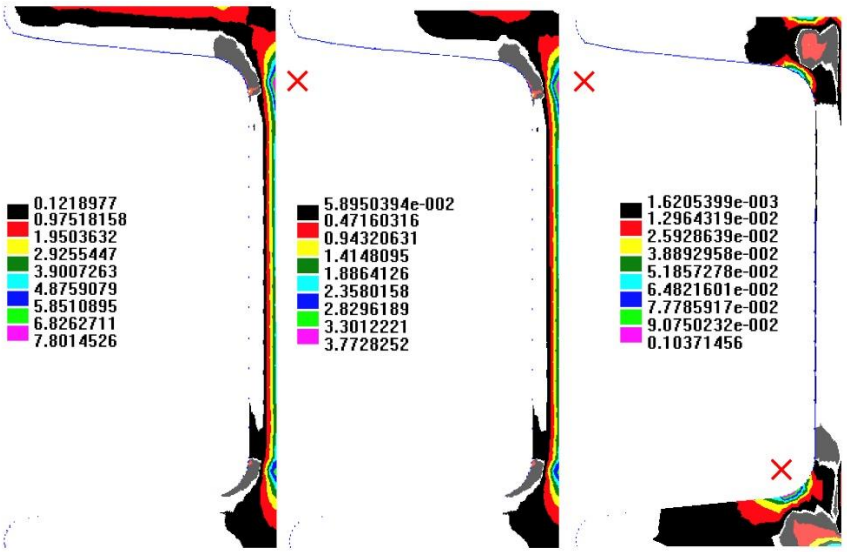


Рис. 2 Распределение главных напряжений σ_1

Литература

1. Кудишин, Ю.И. Металлические конструкции/ Ю.И. Кудишин, Е.И. Беленя – Учебник под ред. Ю. И. Кудишина. 10-е издание. М: Академия, 2007. – 675 с.
2. Яковлев, С. К. Расчёт металлических конструкций по Еврокоду EN 1993 / С. К. Яковлев, Я. И. Мысляева – Москва: МГСУ, 2018. - 470 с.
3. Малахова, А.Н. Армирование железобетонных конструкций / А.Н. Малахова - МГСУ, 2018. – Москва: МГСУ, 2014. - 114 с.
4. ГОСТ 8240-97. Швеллеры стальные горячекатаные. Сортамент. введ. 2002-01-01. – Москва: Стандартинформ, 2008. – 15 с.
5. Syzrantseva, K. Optimization of the Damping Element of Axial Vibrations of the Drilling String by Computer Simulation / K. Syzrantseva, V. Arishin, M. Dvoynikov // Journal of Engineering and Applied Sciences.- 2016.- Vol.11.- Iss.- 10.- Pp. 2312-2315. DOI: 10.3923/jeasci.2016.2312.2315
6. Сызранцев, В.Н. Расчетно-экспериментальная методика оценки остаточного ресурса газопровода по усталостной прочности / В.Н. Сызранцев, К.В. Сызранцева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов.- 2019.- Т. 330.- № 12.- С. 64–74. DOI https://doi.org/10.18799/24131830/2019/12/2393

ПРЕДСКАЗАНИЕ ЛИТОТИПОВ НА ОСНОВЕ КРИВЫХ ГИС В СКВАЖИНАХ, НЕ ОСВЕЩЕННЫХ КЕРНОВЫМ МАТЕРИАЛОМ

Чигаров Д.Я.
Научный руководитель - профессор О.С. Чернова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день литологическая интерпретация геофизических каротажных данных подразумевает работу с большими объемами информации, что вызывает необходимость автоматизации данного процесса. В качестве одного из методов решения данной проблемы выступают алгоритмы машинного обучения.

Целью данной работы было написание программного обучающего кода в среде Python и проверка его функциональности на реальных каротажных данных.

В качестве двух наиболее распространенных задач, применяющихся обычно в целях машинного обучения, можно выделить задачи регрессии и классификации. Оба алгоритма относятся к классу задач обучения с учителем, когда по заданному набору признаков прогнозируемого объекта необходимо предсказать некоторую целевую переменную. Поскольку регрессионный метод направлен преимущественно на нахождение численных результатов, а классификационный – для качественных предсказаний, при построении модели использовались алгоритмы классификации. В качестве методов автоматического анализа в рамках задач классификации использовались *деревья решений* (Desicion Tree) и *метод ближайших соседей* (Nearest Neighbors) [1].

Деревья решений являются одним из наиболее простых и эффективных инструментов интеллектуального анализа данных. Представляя собой иерархические древовидные структуры, состоящие из решающих *правил*, они генерируют эти правила на обучающем множестве в процессе обучения. При этом, если целевая переменная дискретная (*метка класса*), то модель называют деревом классификации (как в данном случае), а если непрерывная, то деревом регрессии.

Метод k-ближайших соседей считается простейшим алгоритмом, применяемым в целях решения задач классификации. Он относит объекты к классу, к которому принадлежит большинство из k его ближайших соседей в многомерном пространстве признаков. В процессе обучения алгоритм запоминает все векторы признаков и соответствующие им метки классов, в связи с чем для него характерна высокая вычислительная трудоемкость [2,3].

При создании обучающей модели использовались каротажные данные с одного из месторождений северной части Западно - Сибирской нефтегазоносной провинции с терригенным типом коллекторов. Использовались следующие методы ГИС: Потенциалов самопроизвольной поляризации (SP), гамма-каротажа (GR), гамма-гамма плотностного каротажа (GGK), нейтронного (NKT), акустического (DT), каротажа сопротивления (RL) и индукционного (ILD).

Массив входных данных был предварительно разбит на непосредственно обучающую и тестовую выборки (1005 и 431 размером соответственно), при этом порядок значений в обоих из них создавался путем случайного выбора каждого значения из общего массива.

Ниже приведена таблица, показывающая результаты достоверности предсказаний для нескольких комбинаций методов ГИС и классификационных параметров, таких как глубина Дерева Решений (Desicion Tree) и число ближайших соседей (kNN).

Таблица

Достоверность предсказаний для различных наборов диаграмм ГИС и параметров Decision Tree и kNN

Методы ГИС	**accuracy score**			
	Decision Tree		**kNN**	
	5	8	10	9
SP, GR	0,73	0,773	0,75	0,752
SP, GR, GGK	0,74	0,784	0,81	0,819
SP, GR, GGK, DT	0,76	0,8	0,83	0,824
SP, GR, GGK, DT, RL	0,76	0,784	0,83	0,839
SP, GR, GGK, DT, RL, ILD	0,82	0,832	0,87	0,872
SP, GR, GGK, DT, RL, ILD, NKT	0,78	0,849	0,81	0,853
SP, GR, RL, ILD	0,81	0,782	0,82	0,821
GGK, DT, NKT	0,72	0,719	0,75	0,775
SP, GR, NKT	0,75	0,787	0,77	0,761
SP, NKT	0,68	0,696	0,68	0,698
SP	0,62	0,603	0,63	0,617
GR	0,57	0,566	0,61	0,578

Из анализа данной таблицы можно сделать вывод, что наибольшая степень достоверности предсказаний по алгоритму дерева решений (84.9%) наблюдается при совокупности показаний всех вышеперечисленных методов ГИС и глубине дерева равной 8. В то же время лучшие результаты достоверности для метода ближайших соседей (87,2%) соответствуют комбинации, в которой отсутствуют показания нейтронного каротажа, и при числе соседей равном 9.

Проверка обученной модели проводилась по данным ГИС, полученным по одной из скважин Крапивинского нефтяного месторождения Западно - Сибирской провинции и включавших в себя методы SP, GR, NKT и ILD. Результаты приведены на рисунке.

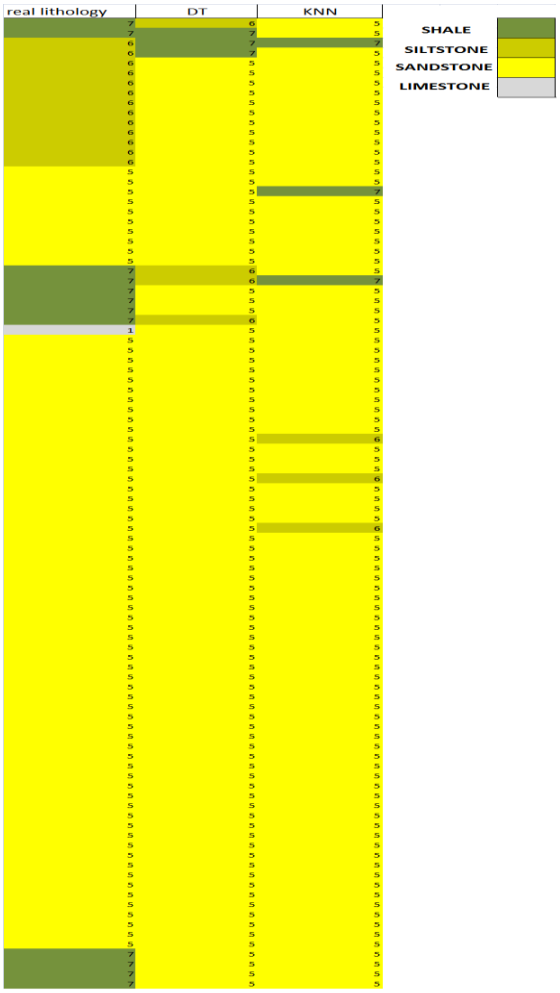


Рисунок. Сравнение реальной литологии с предсказанной при помощи модели

В силу того, что программа может быть применена лишь при равном числе переменных в обучающей и тестовой выборках, модель была переобучена по этим методам (DT=0.77, kNN=0.82).

При сравнении реальных данных литологии с предсказанной были получены значения среднеквадратической ошибки 0,82 для дерева решений и 0,63 для метода ближайших соседей. Визуальный анализ позволяет видеть, что лучший результат модель демонстрирует при предсказании песчаников, хуже проявляет себя при идентификации глинисто-алевритовых пород. Поскольку еще на стадии обучения модели было недостаточно информации о свойствах карбонатных пород (скорее всего, в виду малой мощности пласта), ни одним из методов он не был отображен.

Литература

1. Аналитическая платформа Loginom [Электронный ресурс]: http://loginom.ru
2. Hoeink T., Zambrano C. :Shale discrimination with machine learning method – Houston, Texas, USA, 2017
3. Paolo Bestagini, Vincenzo Lipari and Stefano Tubaro: A Machine Learning Approach to Facies Classification Using Well Logs. – Politecnico di Milano, Italy, 2017

С Е К Ц И Я 18

ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ WHITING PETROLEUM CORPORATION

Алдохин В.С., Буймов К.С., Глызина Т.С.
Научный руководитель - профессор И.В. Шарф
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Грамотно разработанная стратегия нефтегазодобывающих компаний является основой принятия управленческих решений, направленных на долгосрочное устойчивое экономическое развитие, повышение конкурентоспособности на национальном и мировом рынке. В настоящее время в условиях высокой волатильности цен на нефть в низко уровневом диапазоне и возрастающей конкуренции многие компании вынуждены пересматривать свои стратегии с целью обоснования решений, что влечет необходимость в анализе производственно-экономических показателей.

Whiting Petroleum является независимой нефтегазовой компанией, которая занимается разработкой, добычей и разведкой нефти, природного газа и газового конденсата в районе Rocky Mountains США. Ее штаб-квартира находится в Денвере, штат Колорадо. Компания разрабатывает участок недр общей площадью примерно 1926 км^2, является одним из крупнейших производителей в богатом нефтью бассейне Williston в Северной Дакоте и Монтане, включая месторождения Bakken и Three Forks. По состоянию на 31 декабря 2019 года у компании насчитывалось 485,4 миллиона баррелей нефтяного эквивалента (бнэ/boe) оцененных доказанных запасов, из которых 55% приходилось на нефть, 21% приходилось на газовый конденсат и 24% приходился на природный газ. Из этих запасов 91% сконцентрировано в залежах месторождений Bakken и Three Forks. Bakken является одним из крупнейших месторождений сланцевой нефти в мире [1].

Для развития нефтегазовой компании и поддержания темпов добычи углеводородов (УВ) необходима обеспеченность ресурсной базой УВ, для чего многие компании приобретают лицензионные участки (ЛУ) компаний, которые являются банкротами либо находятся в предбанкротном состоянии, что позволяет без проведения затратных геологоразведочных работ пополнить запасы УВ. Однако приобретение новых ЛУ сопряжено с высокими финансовыми рисками и вложениями, связанными с недостаточной геологической изученностью участков недр. Так, например, Whiting Petroleum столкнулась с финансовыми проблемами после того, как в июле 2014 года договорилась о приобретении конкурирующей компании Kodiak Oil and Gas, которая имела на тот год большие долги, и за счет чего увеличила свои запасы УВ, однако уже в 2015 году акции Whiting Petroleum подешевели более чем на 60%, что связано с резким падением цен на нефть.

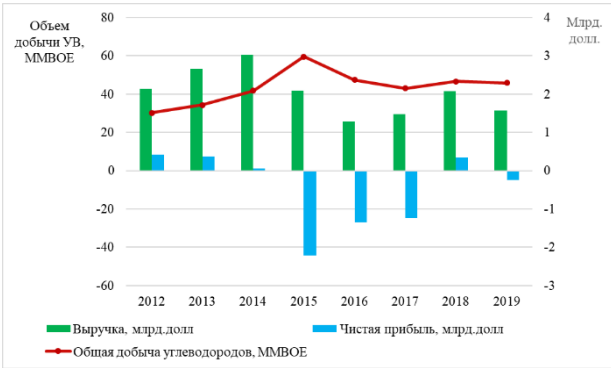


Рис. 1 Изменение во времени добычи, выручки и чистой прибыли

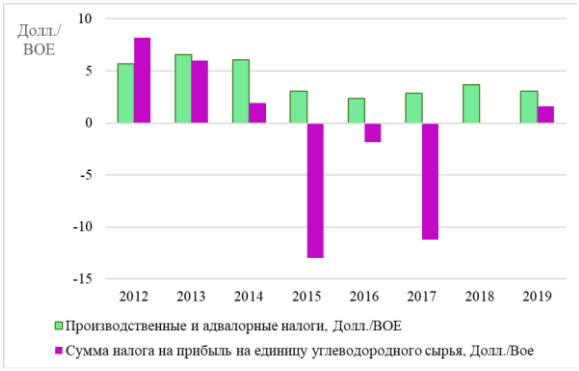


Рис. 2 Графики производственных и адвалорных налогов и суммы налога на прибыль на единицу углеводородного сырья

Общая добыча УВ компании, включая нефть, газ и газоконденсат, увеличивалась вплоть до 2015 года (Рис.1). В последующие года показатель снизился и изменялся в пределах 43-47 млн бнэ. Компания Whiting Petroleum являлась одним из лидеров по добыче сланцевой нефти и газа в период сланцевой революции в США. Однако добыча сланцевой нефти в США в 2015 году приносит значительные убытки ее крупнейшим производителям вследствие серьезного снижения цен на «черное золото» на мировых рынках [2]. Убытки Whiting Petroleum составили более 255,4 $ млн. Тем не менее, добыча сланцевой нефти в США в 2015 году продолжает активно развиваться. Так, по итогам первого полугодия компания Whiting Petroleum увеличила объем производства в 1,5 раза до 24,6 миллионов баррелей, что, однако не привело к положительному изменению финансовых показателей: выручка и чистая прибыль снизились. В период с 2015 по 2018 года компания продолжала нести убытки, как и многие компании, специализирующиеся на добыче сланцевой нефти. Таким образом, прямой зависимости между добычей УВ и чистой прибылью не наблюдается.

На получаемую прибыль влияют не только цены на УВ, но и институциональные условия, определяющими сумму уплаченных налогов. Налоги на добычу УВ, как правило рассчитываются как процент от выручки с продаж до эффекта хеджирования. Увеличение или уменьшение данных налогов, наблюдаемые на графике (Рис.2), связано с соответственным изменением количества продаж нефти, газового конденсата и природного газа между периодами (годами), то есть полученной выручки компании, что хорошо прослеживается с 2012 по 2015 года. Процент хеджирования по годам варьировался в пределах 8-9 %. Наименьшее значение налогов наблюдается в 2016 году (2,35 долл/BOE). Снижение связано в первую очередь со снижением ставки налога на добычу в Северной Дакоте. В период с 2016 по 2018 год увеличение налога на добычу связано с ростом выручки от реализации нефти, газового конденсата и природного газа и соответственным увеличением налоговой ставки на добычу углеводородного сырья. В 2019 году компания Whiting Petroleum концентрирует производство в штатах Уиллистон, Северная Дакота и Монтана. Налоговая ставка на добычу УВ в этих штатах превышает аналогичную ставку в штате Колорадо. Однако в 2019 году производственные налоги снизились, по сравнению с 2018 годом. Это связано с тем, что некоторые скважины в Северной Дакоте получили статус малодебитных, что снижает ставку с 10% до 5%.

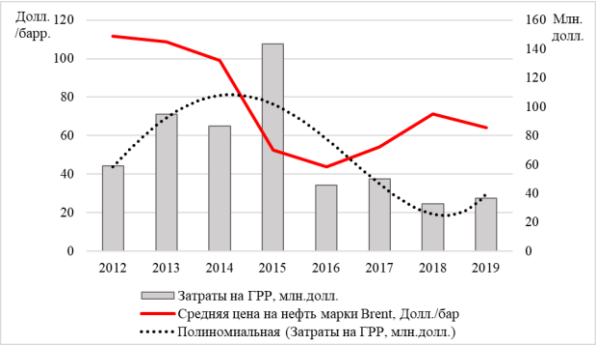


Рис. 3 Зависимость затрат на ГРР от среднегодовых цен на нефть

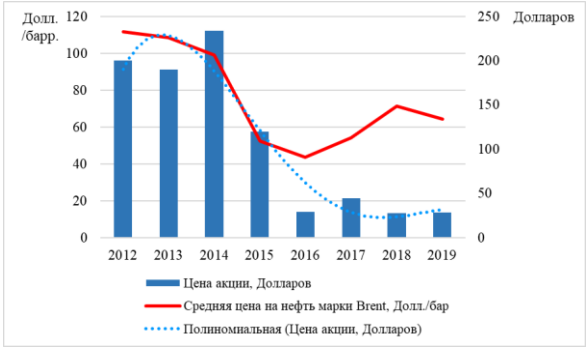


Рис. 4 Зависимость стоимости акций от среднегодовых цен на нефть

Затраты на геологоразведочные работы (ГРР) практически не коррелируют со среднегодовыми ценами на нефть (Рис.3). Работы по бурению новых разведочных скважин производятся компанией для увеличения доказанных запасов. Продуктивные пласты нефти и природного газа обычно характеризуются снижением дебитов, которые варьируются в зависимости от характеристик пласта и других факторов. Будущие запасы компании и добыча нефти и газа, а, следовательно, и денежный поток, и доход, в значительной степени зависят от успеха в эффективной разработке и добыче текущих запасов. Именно поэтому в период активной разработки пластов сланцевой нефти и получения максимальной выручки в 2014 и в 2015 года, компания вкладывала средства в геологоразведку. А также это осуществлялась для покрытия долговых обязательств компании. В последующие годы с 2016 по 2019, Whiting Petroleum не вкладывала большие средства в ГРР в связи с ухудшением финансового состояния компании в целом.

На графике (Рис.4) представлена зависимость цен акций компании от среднегодовых цен на нефть марки Brent. Вместе с падением цен на нефть с 2014 года наблюдается снижение стоимости акций компании. Рассчитанный коэффициент Пирсона (0,83) показывает высокую степень корреляции данных показателей. Сланцевые компании в период снижения цен на нефть находятся под сильным давлением долговых обязательств. Снижение цен акций Whiting Petroleum обусловлено неспособностью компании полностью оплатить расходы на добычу.

В 2020 году компания оказалась не способна выплатить долг в размере $262 млн, а общая задолженность компании достигла $2,2 млрд. В результате владельцы приняли решение просить списать долг в обмен на полную потерю контроля над компанией, выплатив долг в обмен на 97% своих акций. Пандемия, которая сопровождалась резким падением цен на нефть, ускорила долговую нагрузку Whiting Petroleum и привела к ее банкротству. Если в компании рассчитывали, что могут остаться на плаву при ценах на нефть $50 за баррель нефти, то цена в $20 оказалась для компании недопустимой [3].

Whiting Petroleum на данный момент продолжает работать в направлении снижения капитальных расходов и общей добычи УВ в целом. При этом компания отмечает, что на ее балансе находятся $585 млн, что позволяет продолжить деятельность в привычном режиме. Недавно выпущенные акции компании начали торговаться на Нью-Йоркской фондовой бирже, после выпуска одной новой акции для каждого держателя на каждые 75 акций, которые они держали до банкротства.

Исходя из анализа стратегии Whiting Petroleum Corporation, компании стоит избавиться от долгосрочных и краткосрочных налоговых обязательств. Whiting Petroleum рассчитывает на достаточную ликвидность с целью выполнения своих финансовых обязательств во время реструктуризации без необходимости в дополнительном финансировании. Но в связи с серьезным падением цен на нефть и газ и пандемией коронавирусной инфекции COVID-19, финансовая реструктуризация представляет собой лучший путь для ее развития [1]. Компании необходимо сдерживать добычу, даже несмотря на увеличение углеводородных запасов на фоне сокращения поставок ОПЕК и перспектив восстановления после глобального экономического коллапса, вызванного пандемией, так как дальнейшее восстановление прежних объемов добычи в США может привести к дальнейшим обвалам цен на нефть.

Литература

1. Годовые отчеты Whiting Petroleum Corporation за 2012 - 2019 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://whiting.com/, свободный

2. Мировые финансы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://global-finances.ru/dobyicha-slantsevoy-nefti-v-ssha-v-2015-godu/, свободный
3. Neftegaz.RU [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://neftegaz.ru/news/companies/539842-nachalos-amerikanskaya-slantsevaya-kompaniya-whitingpetroleum-podala-zayavlenie-o-bankrotstve/, свободный

МЕТОДЫ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ

Анисимова А.Г.
Научный руководитель - преподаватель Г.М. Рязанова
Томский политехнический техникум, г. Томск, Россия

Актуальность данной темы заключается в том, что методы управления персоналом имеют особое значение для эффективного функционирования современной экономической системы управления; данные методы в совокупности с выбранными критериями способствуют наиболее качественной и эффективной работе организации.

Методы управления персоналом – это способы регулирования и воздействия на коллектив и/или отдельных его членов для координации и эффективного функционирования их деятельности в организации. [1]. Для эффективного управления организацией, и в частности персоналом предприятия, в научном и практическом планах были выработаны три группы методов: административные, экономические, социально-психологические. Кроме этого, в каждой организации применяются конкретные частные методы, свойственные ее специфике и традициям. Управление персоналом должно основываться на принципах системного подхода и анализа, что означает охват всего кадрового состава предприятия и увязку конкретных решений с учетом их влияния на всю производственную систему организации в целом.

Рис. Схема № 1 «Методы управления персоналом» [3]

Административные (Организационно-распорядительные) методы - ориентированы на такие мотивы поведения, как осознанная необходимость трудовой дисциплины, чувство долга, стремление человека трудиться в определенной организации, корпоративная культура, этика. Экономические методы - осуществляют материальное стимулирование коллектива и его отдельных работников. Это элементы экономического механизма, с помощью которых обеспечивается прогрессивное развитие организации [2]. Социально-психологические методы - связаны с созданием благоприятного социально-психологического климата в коллективе организации. С их помощью регулируются ценностные ориентации людей через мотивацию труда, организационную культуру, моральное стимулирование, социальную политику в организации. Социально-психологические методы управления оказывают воздействие на личность с целью превращения административного задания в осознанный долг, внутреннюю потребность человека.

Было выявлено, что на предприятиях, где оплата труда не достигает высокого уровня (бюджетные организации), наиболее применимы административные и социально-психологические методы управления персоналом. В организациях, где материальное стимулирование играет основную роль, применяются экономические методы управления с учетом социально-психологических методах воздействия. На любом предприятии должен применяться комплексно-целевой подход в вопросе управления персоналом. В таком случае результат от работы коллектива организации будет значительно эффективнее [3].

Литература

1. Кибанов А. Я., Дуракова И. Б. Управление персоналом организации: стратегия, маркетинг, интернационализация. – М.: Инфра-м, 2005. – Т. 695.
2. Управление персоналом организации / под рсд. Л.Я. Кибанова. – М.: ИНФРА-М,2007. – 105 с.
3. Управление персоналом организации. «Методы управления персоналом» – Режим доступа: https://bstudy.net/699709/ekonomika/metody_upravleniya_personalom, свободный

ДОБЫЧА И ВОСПРОИЗВОДСТВО ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПАО «РУССНЕФТЬ»

Гаевой В.А., Григорьев В.А.
Научный руководитель - профессор И.В. Шарф
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Компания ПАО НК «РуссНефть» была создана в сентябре 2002 года. Штаб-квартира компании находится в городе Москва. Компания обладает сбалансированным портфелем добывающих активов в ключевых нефтегазоносных регионах России и за рубежом. Она также входит в первую десятку нефтегазовых компаний РФ по добыче нефти и количеству доказанных запасов на балансе.

За рассматриваемый период времени (2010-2019 гг.) объем добычи углеводородов (УВ) компании нестабилен и описывается полиноминальной функцией третьего порядка (рис. 1). С 2010 по 2012 год наблюдается рост объемов добычи УВ. Рост добычи обусловлен реализацией масштабных программ эксплуатационного бурения, геолого-технических мероприятий (ГТМ), активного использования инновационных методов добычи и интенсификации нефтеотдачи пластов. Однако уже с 2013 года начинается резкое снижение темпов добычи, продолжающееся до 2015 года. За этот промежуток времени добыча упала на 41%. Основной причиной такого падения добычи является выход Уральского блока из корпоративной структуры компании в 3-м квартале 2013 года, которая занимала долю в 20% от общего портфеля активов Компании. С 2015 по 2019 года наблюдаются стабильные темпы отбора УВ. Также одной из причин является естественное истощение запасов на зрелых месторождениях.

За 2019 год было извлечено более 7 млн т нефти. По этим показателям компания занимает седьмое место среди всех нефтяных компаний России, и, несмотря на постепенное уменьшение доли в общероссийской добыче нефти, компания остается сохраняет позиции в десятке лидеров по добыче. По итогам 2019 года фактическая добыча газа ПАО НК «РуссНефть» составила 2,451 млрд м3, в том числе природный газ – 258 млн м3. На месторождениях Компании было добыто 2,193 млрд м3 попутного нефтяного газа (ПНГ). При этом уровень утилизации ПНГ по итогам года был выдержан на уровне 95%, тем самым выполнено требование государства, направленное на максимальное снижение негативного воздействия на окружающую среду.

В общем, объем добычи УВ Компании нестабилен и характеризуется нисходящим трендом. В среднем снижение добычи УВ за 10 лет составило 30%, что обусловлено значительной выработанностью запасов и высокой обводненностью эксплуатируемых месторождений

Стратегия Компании предусматривает для увеличения добычи активизацию эксплуатационного бурения, ввод новых скважин, создание новой и модернизации существующей инфраструктуры, а также достижения органичного роста в среднесрочной перспективе.

Прирост добычи в рассматриваемом периоде наблюдается только в 2016-2018 годах, что обусловлено проведением комплекса ГТМ на месторождениях Западно-Сибирской группы, в частности бурением боковых горизонтальных стволов с проведением многостадийного гидроразрыва пласта. При этом компания начала применять собственный инновационный метод Plug&Perf, который позволяет существенно ускорить процесс и гораздо дешевле в эксплуатации, что открывает новые возможности для освоения трудноизвлекаемых запасов. Технология подразумевает спуск перфорационной системы с изолирующей пакер-пробкой на проектную глубину, установку пробки, а также мультиинтервальный отстрел перфораторов за один цикл спускоподъемных операций.

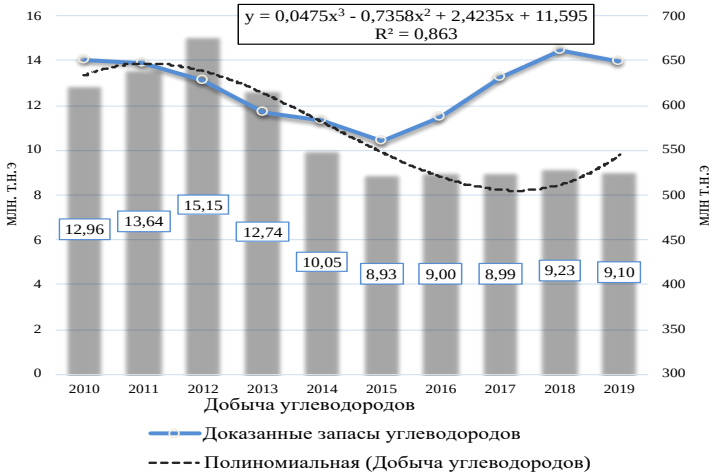


Рис. 1 Добыча углеводородов и доказанных запасов нефти за 2010-2019 гг

Значимым фактором, оказывающим влияние на деятельность Компании и добычу УВ, является наличие извлекаемых запасов УВ. Запасы нефти Компании по российской классификации, категориям АВ1+В2, составляют 601 млн т. На Западно-Сибирскую группу месторождений приходится около 83 % всех доказанных и вероятных запасов «РуссНефти». На Поволжскую и Центрально-Сибирскую группы – 11 % и 6 % соответственно. Нефтеносность месторождений в границах Поволжской группы связана с терригенными и карбонатными породами средне-нижнего карбона и девона, а в Западно-Сибирском и Центрально-Сибирском регионах – с отложениями верхней юры и

неокома. В 2016 году выполнено два полных подсчета запасов: Ханты-Мансийское и Западное месторождения. Также пройдена государственная экспертиза оперативных подсчетов запасов по семи месторождениям: Могутлорское, Верхне-Шапшинское, Тагринское, Варьеганское, Егурьяхское, Белокаменное и Баирское.

Компания предпринимает попытки восполнить и увеличить сырьевую базу за счет пересчета запасов по ряду месторождений, открытия новых месторождений, а также активного бурения эксплуатационного и поисково-разведочного фонда скважин. С 2016 года наблюдается значительное увеличение запасов благодаря изменению политики компании в области разведки. С 2010 по 2015 года происходит непрерывное уменьшение доказанных запасов УВ, что связано с низкими значениями вложений в ГРР и реструктуризацией активов компании.

В период с 2010 по 2012 год затраты на геолого-разведочные работы (ГРР) были несколько выше, чем в период с 2013 по 2019 год, так как в 2010-2011 году было успешное ГРР, в результате которого было разбурено большое количество новых продуктивных скважин. Однако в 2012 году большие затраты на ГРР не оправдали должных надежд. Несмотря на это, на месторождениях продолжаются ГРР для выявления новых перспективных залежей. При этом резкое падение затрат на ГРР в 2012-2014 годах связано в первую очередь с продажей Уральской группы активов и перенаправлению денежных потоков на Западно-Сибирскую группу. В то же время Компанией приобретаются поисковые участки с целью увеличения минерально-сырьевой базы. Результатами выполнения всего комплекса ГРР является открытие месторождений и существенный прирост извлекаемых запасов. Так, в 2016 году открыты две новые нефтегазоносные залежи на Тагринском месторождении Варьеганского блока Западно-Сибирской группы и Белокаменном месторождении Саратовского блока Поволжской группы. В 2016 году «РуссНефть» приобрела лицензии на Западно-Узунский и Пиковый участки недр в ХМАО.

При анализе таких производственных показателей, как добыча и прирост запасов, важно изучить влияние на них такого фактора, как мировая цена на нефть. На рисунке 2 представлен график зависимости нефтяных цен на прирост запасов и добычу нефти в 2010-2019 гг. Вклад добычи нефти в мировом масштабе за рассматриваемый период варьируется в пределах 0,15-0,16% от общемировых объемов добычи сырья, что является незначительным для возможности влияния на ценовую конъюнктуру. Соответственно, при отсутствии взаимовлияния друг на друга, ценовой фактор выступает в качестве независимой переменной. Наибольший вклад для ценообразования нефти внесла «сланцевая революция», в следствии которой, к примеру, США смогли стать крупнейшим производителем нефти, газового конденсата и начать практически полностью обеспечивать себя этим сырьем.

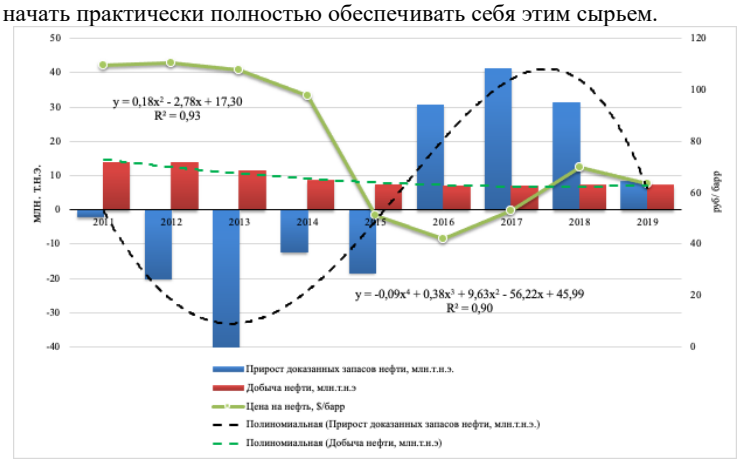


Рис. 2 Влияние нефтяных цен на прирост запасов и добычу нефти в 2010-2019 гг

По графику была выявлена разнонаправленная связь цен на нефть с добычей и приростом запасов нефти. В паре цена-добыча явно прослеживается прямая зависимость последней от ценовой составляющей. При чем, хоть и с небольшой погрешностью, но такая закономерность прослеживается год к году. В случае сравнения прироста запасов с ценой, можно заметить определенный эффект отложенного влияния цены. Это объясняется тем, что договора на ГРР заключаются с подрядными организациями заранее на несколько лет.

В ходе проведения анализа ресурсной базы ПАО «Русснефть» за 2010-2019 годы выяснили, что предприятие обладает значительными, ежегодно уточняемыми и пополняемыми запасами, необходимыми производственными мощностями основного и вспомогательного производства, опытом разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Однако, за анализируемый промежуток времени компания имела также определенные финансовые трудности, особенно в 2010-2015 годах вследствие мировой ситуации на мировом рынке УВ, что негативно отражазилось на динамике добычи и прироста запасов. Однако с 2020 года можно ожидать положительных изменений.

Литература

1. Годовой отчет ПАО НК «РуссНефть» за 2010-2019 гг. [Электронный ресурс] / – Режим доступа: https://www.e-disclosure.ru/portal/files.aspx?id=534&type=2&attempt=3, свободный. \
2. Консолидированная финансовая отчетность ПАО НК «РуссНефть» за 2013-2019 гг. / Сайт Компании «РуссНефть». [Электронный ресурс] /– Режим доступа: https://russneft.ru/shareholders/financial_statements , свободный.

ИНТЕГРАЦИЯ КОМПЛЕМЕНТАРНЫХ АКТИВОВ КАК ИНСТРУМЕНТ СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ ГОРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Иванова Д.А.
Научный руководитель - профессор Т.В. Пономаренко
Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

В современных реалиях горное производство характеризуется значительным ростом затрат, вызванными как внешними, так и внутренними факторами, что негативно отражается на себестоимости производимой и реализуемой продукции.

Такая ситуация обусловлена целым рядом факторов. Во-первых, это специфичность условий залегания сырья в недрах, а что касается предприятий, ведущих добычу открытым способом – это еще и изменение климатических условий добычи [2]. Рост глубины ведения работ, которая достигает сегодня 1200 метров при открытой разработке (карьер Kennecott Bingham Canyon Mine в США) [1] и около 5000 метров при подземной добыче (шахта Tau Tona в ЮАР) [3] определяет необходимость применения более дорогой и специализированной техники и оборудования, организации мероприятий по обеспечению безопасности добычи и снижению производственного травматизма [6] и т.д. Во-вторых, происходит снижение качества сырья, заключающееся в уменьшении содержания полезного компонента и росте разубоживания [12].

Помимо этого, на некоторых предприятиях особо остро стоит вопрос добычи вкрапленных руд. Так, например, происходит на ПАО «ГМК «Норильский никель», который является крупнейшим в мире производителем палладия, а также одним из крупнейших производителей никеля, платины и меди. Именно вкрапленные руды по объему запасов представляют собой главный источник цветных и драгоценных металлов в компании. Разработка таких месторождений ведет свою историю с 1948 года и, как утверждают эксперты, будет идти еще в течение нескольких десятилетий [7]. При этом сложность добычи сырья возрастает, а с учетом того, что сырьем являются золото, серебро и драгоценные металлы платиновой группы, совершенствование технологий представляется особенно актуальным.

Эти и другие факторы ведут к росту затрат и, как следствие, необходимости снижения себестоимости добываемой продукции, которое, учитывая вышеупомянутые аспекты, может быть достигнуто за счет повышения экономической эффективности добычи.

При этом уже на протяжении многих лет эксперты сходятся во мнении, что рост эффективности деятельности предприятия в целом и его структурных единиц в частности возможен лишь в случае внедрения комплексного и системного подхода [8]. Это обусловлено тем, что сейчас горная отрасль переживает III этап своего развития [9], начавшийся в середине XX века из-за начала повсеместного применения компьютерных технологий, позволивших комплексно рассматривать производственные процессы.

Первые достижения на данном этапе были довольно локальны и представляли собой, например, переход от электронных ламп к транзисторам и интегральным схемам, в то время как сейчас компьютерные мощности позволяют строить модели месторождений, анализировать качество сырья, поведение горных пород, возможности появления чрезвычайных ситуаций и т.д. [10].

Однако применение инновационных разработок в отрыве от развития инфраструктуры для их внедрения и при отсутствии готовности к ним персонала противоречит комплексному подходу [5]. Цифровые активы, развитие которых сегодня происходит с высокой скоростью, а внедрение затрагивает в том числе и горную отрасль, показывают свою эффективность только в случае их использования в комплексе с другими активами, называемыми комплементарными, в соответствии с теорией Пола Милгрома [13].

Комплементарные активы делятся на три группы: человеческий, организационный и компьютерный капитал.

Человеческий капитал рассматривается как совокупность знаний и умений, а также способностей и мотивации людей, их культура, ценности, межличностные взаимоотношения.

Организационный (или структурный) капитал представляет собой результат мыслительной деятельности сотрудников компании. Также его можно охарактеризовать как организацию деятельности, ее принципы и подходы к ней. Сюда же можно отнести модели принятия решений, формирование и передачу ответственности, регламенты и нормы, принятые в компании и бизнес-процессы, в ней протекающие. При этом речь идет о всех уровнях организации: от отдельных рабочих групп и подразделений до компании в целом и ее взаимодействия с внешними заинтересованными сторонами.

Компьютерный капитал включает в себя данные и оборудование для их хранения, обработки и передачи.

Обычно на современном предприятии любой отрасли присутствуют все три составляющих, и если сама организация находится в стабильном состоянии, то эти активы комплементарны. При этом так можно утверждать только в условиях рассмотрения статической картины. На самом деле любая компания представляет собой динамическую систему, где все составляющие взаимодействуют между собой и изменяются. Под воздействием различных факторов активы изменяются, однако в различной мере. Это связано как с их природой, так и с их мерой реакции на определенные происходящие процессы. Таким образом, изменения в каком-то активе (или группе активов) происходят быстрее, чем в других, которые, в свою очередь, начинают выполнять роль отстающих. Преимущество наличия комплементарных связей состоит в том, что они не позволяют стать этому разрыву критическим, поэтому система переходит в новое устойчивое состояние, которое сохраняется до следующего изменения.

Например, в горной отрасли это можно наблюдать при приобретении новой более современной и высокопроизводительной техники либо при внедрении аппаратных и программных средств. Развитие таким образом компьютерного капитала влечет за собой необходимость обучения сотрудников, без которой внедрение продуктов не будет иметь смысла. Например, в ПАО «ГМК «Норильский никель» в рамках программы «Технологический прорыв»

внедрена система планирования и контроля рудопотока, позволяющая обеспечить непрерывный контроль интенсивности рудопотока с целью управления процессами рудоусреднения в разрезе технологической цепочки рудника в режиме оперативного управления очистными работами [11]. Функционирование этой системы подразумевает наличие единой геологической базы данных и системы автоматизированного учета движения руды. При этом одним из важнейших требований является создание системы диспетчирования для организации оперативного управления и контроля производства, что реализуется в компании.

В результате, применяемые аппаратные и программные средства планирования и контроля рудопотока позволяют достичь следующих результатов:

повысить эффективность производства благодаря комплексному планированию, которое охватывает целый комплекс горных работ и осуществляется исходя из возможностей обогатительных мощностей;

повысить точность соответствия фактического содержания полезного компонента в добываемой руде требованиям обогатительной фабрики;

выявить проблемные участки производственного процесса благодаря автоматизированному сбору данных;

планировать процесс смешивания различных сортов добываемого сырья с разным содержанием полезных компонентов для придания определенных технологических свойств, в том числе и на этапе добычи.

Таким образом, здесь компьютерный капитал инициирует развитие организационного, а с учетом того, что на эффективность работы системы будет оказывать влияние еще и мотивация сотрудников, и их навыки, то еще и человеческого капитала. Совершенствование этих двух составляющих является неотъемлемым требованием для извлечения всех предполагаемых преимуществ, получение которых подразумевалось при внедрении компьютерного актива.

Такого рода примеры показывают, каким образом компаниям удается не просто внедрять технологические новшества в производственную или управленческую цепь, но и создавать необходимые условия для такого внедрения.

Поэтому совместное рассмотрение комплементарных активов должно быть интегрировано в программу развития предприятия любой отрасли. Эффекты, возникающие за счет комплементарности, могут не просто превысить ожидаемые показатели, но и затронуть те сферы, появления определенных результатов в которых не ожидалось.

Поэтому в горной отрасли, где сегодня актуальной является проблема снижения себестоимости, должно уделяться особое внимание комплексному управлению комплементарными активами на протяжении всей цепи создания стоимости продукта (от добычи сырья в забое до непосредственной отгрузки готовой продукции покупателю), так как это ведет к повышению эффективности производства, в том числе и за счет снижения затрат.

Литература

1. Аброськин А.С. Применение современных систем автоматизации на открытых горных работах // Известия ТПУ.– Томск, 2015. – Т. 326. – № 12. – С. 122–130.
2. Катышева Е.Г. Отраслевые особенности формирования собственных финансовых ресурсов на предприятиях горной промышленности // Новый взгляд. Международный научный вестник. – Новосибирск, 2014. – №4. – С. 172–185.
3. Кокосадзе А.Э. Литосфера для подземной атомной и гидроэнергетики // Горный информационно-аналитический бюллетень. – Москва, 2017. – №4. – С. 200–204.
4. Консолидированная финансовая отчетность ГМК «Норильский никель» за 2015-2019 гг. [Электронный ресурс]. – Режим доступа https://www.e-disclosure.ru/portal/files.aspx?id=564&type=3&attempt=1, свободный
5. Литвиненко В.С. Инновационное развитие минерально-сырьевого сектора // Проблемы прогнозирования. – Москва, 2019. – № 6. – С. 60–72.
6. С.Г. Гендлер, М.А. Невская, Е.И. Домпальм, Н.С. Сивакова. Принципы оптимизации затрат на охрану труда горно-добывающих предприятий Сивакова // Записки горного института. – Санкт-Петербург, 2009. – Т.184. – С. 27-33.
7. Л.И. Алексеева, Н.Г. Кайтмазов, П.М. Баскаев, Р.И. Исмагилов, А.А Яценко, Ю.В. Благодатин, З.И. Матвиенко. Развитие технологии обогащения вкрапленных и медистых руд // Записки горного института. – Санкт-Петербург, 2005. – Т.165. – С. 16-17.
8. Рейник Н.А. Оптимизация затрат горно-добывающего предприятия, в условиях оперативного управления // Записки горного института. – Санкт-Петербург, 2004. – Т.156. – С. 173–176.
9. Решетняк С.П. Основные проблемы проектирования карьеров нового поколения // Записки горного института. – Санкт-Петербург, 2012. – Т.197. – С. 154–158.
10. Сидоров Д.В. Применение автоматизированного программного комплекса «PRESS 3D URAL» для прогнозирования удароопасных зон и параметров заблаговременной скважинной разгрузки рудной залежи и целиков в сложных геомеханических условиях // Записки горного института. – Санкт-Петербург, 2013. – Т.204. – С. 284–293.
11. Д. Баранов, В. Бруев, М. Макеев, И. Осипов Цифровые технологии управления рудопотоком // Горная промышленность. – Москва, 2018. – №3 (139). – С. 40 – 42.
12. Чмыхалова С.В. Влияние снижения качества и изменчивости руды на ресурсно-экологические показатели горного производства (на примере АО «Апатит») // Горный информационно-аналитический бюллетень. – Москва, 2018. – №2. – С. 73–80.
13. Milgrom, P. The Economics of Modern Manufactuing: Technology, Strategy, and Organization // American Economic Review. – 1990. – 80. – P. 511– 528.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Каминский Ю.К.
Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В 2014 году на территории ОАО «Томскнефть» ВНК площадь загрязненных земель составляла 110 гектар, для того что бы организовать работы по ликвидации аварий и их последствий необходим персонал, который непосредственно будет заниматься ликвидацией порывов и будет ликвидировать последствий этих самых аварий, порывов и инцидентов. На данный момент в ОАО «Томскнефть» ВНК данные работы проводят одни и те же люди, что делает затруднительным работу по ликвидации последствий аварий и порывов, так как при обнаружении отказа работы по ликвидации последствий прекращаются, и бригада выезжает на объект, где произошел отказ. В ОАО «Томскнефть» ВНК в день происходит в среднем шесть отказов, так же бригады работают над выходами из-под хомута, что не является отказом, но бригады выезжают на ремонт трубопровода. Из-за постоянного выезда на порывы бригады не успевают ликвидировать последствия этих порывов, и количество нефтезагрязненных земель увеличивается, они заносятся в государственный реестр нефтезагрязненных земель, подлежащих рекультивации, для чего данные земли в большинстве своем сдаются на доработку подрядчику ООО «Стрежевская Сервис Экология». Привлечение для проведения работ организаций-подрядчиков создает ОАО «Томскнефть» ВНК дополнительные расходы.

Для возврата понесенных расходов можно перерабатывать нефтенасыщенный торф в топливные пеллеты, что будет полностью окупать работы по ЛПА.

В 2014 году сократилось количество отказов с экологическими последствиями, что, как следствие, сокращает площадь загрязненной почвы, а также претензии, иски и штрафы, предъявляемые государственными органами ОАО «Томскнефть» ВНК. Это обусловлено тем, что сократилось число порывов на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК, а также тем, что идет замена старых отрезков трубопровода на новые трубы.

Для повышения эффективности ликвидации аварий в бригадах ЛПА внедрены новые организационно-технические решения:

Оптимизированы по составу, оснащению и расстоянию до потенциальных мест порывов трубопроводов базы размещения аварийных бригад СМАП УЭТ;

Сформированы и внедрены ночные дежурства аварийных бригад;

Ликвидации аварий на Стрежевском и Васюганском участках, являющихся наиболее аварийными из-за старого парка трубопроводов.

Ведется анализ аварийности трубопроводов, согласно этим данным, УЭТ рекомендовал высокоаварийные участки для включения в ОТМ (организационные технические мероприятия (разрабатываются ежемесячно)) и замены собственными силами ЦТОРТиЛПА. В результате чего была произведена замена высокоаварийных участков общей длиной L=3000м. Данная работа осуществляется ежемесячно, что является положительным результатом при замораживании программ капительного строительства и капитального ремонта.

Производится работа по организации увеличения количества пунктов приема ВНЭ, что позволило сократить холостой пробег автотранспорта, значительно увеличить объемы откачиваемой ВНЭ и минимизировать риски увеличения площади загрязнения;

Аварийные бригады укомплектованы фонарями, прожекторными мачтами во взрывопожарозащищенном исполнении для ликвидации аварий в темное время, что является не маловажным улучшением организации труда;

При возникновении чрезвычайных ситуаций, связанных с разливом нефти и нефтепродуктов, действия персонала осуществляются в соответствии с разработанными и утвержденными в установленном порядке Стандартами Предприятия о взаимодействии с Управлениями, Службами Общества, в т.ч. с ЦПБ и АСР.

Личный состав бригад ЛАП обучен в соответствии с требованиями нормативных документов, в т.ч. по программе «Экологически чистые способы и методы ликвидации последствий загрязнения окружающей среды нефтью и нефтепродуктами».

Что бы избежать лишних расходов, можно часть работников принять на постоянной основе, а в мае еще принять временных работников. Поздней осенью, зимой и ранней весной из-за низкого температурного режима откачка нефтесодержащей жидкости затруднена, поэтому, в основном разлитая НСЖ собирается техникой, но чаще из-за непроходимости болот нефтесодержащая жидкость и нефтезагрязненный грунт собирается вручную совковыми лопатами, поэтому бригада по ликвидации последствий аварий, отказов и порывов состоящая из двух человек в среднем убирает 300 м^2 нефтезагрязненной площади.

Если принять на работу одиннадцать бригад по четыре человека, работающих вахтовым методом по пятнадцать дней, то они за год ликвидируют замазученность на 59,4 га. Исключение составляют работники первого звена, которые работают по схеме: четыре смены рабочие и четыре смены выходные.

Площадь очищенных земель от нефтесодержащей жидкости за год рассчитывается по формуле 1:

$$Почг = Кб \cdot Почм \cdot D \cdot 12 \quad (1)$$

где:

Площадь очищенных земель от нефтесодержащей жидкости за месяц - Почм;

Площадь очищенных земель от нефтесодержащей жидкости за год - Почг;

Количество бригад - Кб;

Количество дней в смене D – 15;

Площадь, убираемая бригадой за смену S – 0,03 га.

Для найма на работу дополнительного персонала на выплату заработной платы необходимо 17 638 тыс. руб. В расчете заработной плате предусмотрены надбавки: районный коэффициент, надбавка за работу в условиях, приравненных к условиям крайнего севера, а также премия, 50,70 и 25 % соответственно. Для всех работников, кроме работников Советского месторождения предусмотрены доплаты за дни в пути и работу вахтовым методом.

Премии работником будут выплачиваться в полном объеме при условии выполнения работниками полного запланированного объема работ. Сумма затрат на выплату заработной платы с учетом страховых взносов в размере 30 % составит 22 929 тыс. руб.

Следующим шагом следует распределение работников по цехам. Весь уже имеющийся персонал предлагается перевести в бригады по ликвидации аварий и порывов, в результате в ОАО «Томскнефть» ВНК будет иметь укомплектованные бригады, с опытным, персоналом, что позволит избежать возможных сбоев в работе. В бригады по ликвидации аварий и порывов (ЛАП) предполагается сделать по шесть человек, два элктрогазосварщика и четыре слесаря-ремонтника, так как для ремонтных работ сварочного характера по технике безопасности обязательно требуется три человека – один экектрогазосварщик и два слесаря-ремонтника. Относительно площади замазученных участков в цеха будут распределены принятые работники.

Так как за весь год дополнительно принятые работники могут ликвидировать последствия аварии только на 59,4 гектарах, предлагается привлечь временных работников для уборки замазученности с мая по сентябрь включительно, что обеспечит более быструю и эффективную работу и позволит проводить работы по рекультивации земель самостоятельно.

Целесообразность проекта на привлечение слесарей-ремонтников для участия в выполнении работ по ликвидации последствий аварийных разливов нефти, с привлекаемым через дирекцию кадровой политики в количестве 60 человек. Срок начала выполнения работ с 01 мая, окончания 30 сентября. Общая стоимость определенных по проекту бизнес-плана работ (услуг) составляет 9 540 тыс. руб., в том числе налог на доходы физических лиц и отчисления в страховые фонды (30 % от начисленной заработной платы).

Основанием для заключения гражданско-правовых договоров является:

1. Необходимость усиления бригад ЛПА дополнительной численностью в весенний, летний, осенний период и краткосрочность благоприятного сезона, в течение которого существует возможность ликвидировать максимальное количество замазученных мест.
2. Нехватка необходимой численности личного состава бригад ЛПА.
3. Снятие экологических, правовых и экономических рисков для Общества.

Таблица 1

Дополнительная техника, для Участка ликвидации аварий и их последствий

Наименование	**Количество, шт.**	**Цена (с НДС), руб.**	**Стоимость, руб.**
Нефтесборщиков Lamor	10	2710000	27100000
Нефтесборщиков Elastic	5	2240000	11200000
Нефтесборщиков Спрут	0	-	0
Мотопомпа «Robin»	19	125000	2375000
Распылитель сорбента	20	32000	640000
Всего:	54		41 315 000

В сумме предполагается закупить дополнительные пятьдесят четыре единицы техники, для работы бригад Участка ликвидации аварий и их последствий. Для закупки дополнительных пятидесяти четырех единиц техники необходимо 41 315 тыс. руб. Предлагается закупить всю необходимую технику в первый год, для получения максимального экономического эффекта от введения дополнительной численности работников.

Затраты на выплату заработной платы дополнительным работникам составят 32 469 тыс. руб., экономический эффект от введения дополнительной численности по сравнению с использованием услуг ООО «Стрежевская Сервис-экология» составляет 101 008 тыс. руб.

Если к расходам на заработную плату добавить расходы на закупку дополнительных единиц техники, то совокупные затраты составят 73 784 тыс.руб., что на 59 693 тыс. руб. меньше, чем затраты, включавшие в себя услуги по рекультивации ООО «Стрежевская Сервис-Экология». Еще следует обратить внимание на то, что затраты на дополнительные единицы оборудования являются разовыми, и в последующие года таких больших расходов не последует.

Литература

1. Воробьев Ю.Л., Акимов В.А., Соколов Ю.И. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов – Москва, Изд-во Москва, 2007. – 376 с.
2. Закон Томской области от 10 июля 2007г. №134-ОЗ «Об охране окружающей среды в Томской области» // Томск: Официальные ведомости Гос. Думы Томской области. 2007. N 5, [Электронный ресурс]. – Режим доступа https://base.garant.ru/7810228/, свободный
3. Технологии восстановления почв, загрязненных нефтью и нефтепродуктами. Справочник. – Москва: Изд-во РЭФИА, НИА-Природа, 2003. – 258 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Карманова О. Н.
Научный руководитель - доцент М.Р. Цибульникова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Попутный нефтяной газ является ценным сырьем, сопровождающим нефтедобычу. Исходя из геологии месторождения, газ классифицируют на газ газовых шапок и газ, растворенный в нефти. Перед отправкой сырой нефти в магистральный нефтепровод, ее необходимо отделить от различных углеводородных соединений, которые в больших количествах наносят колоссальный вред не только окружающей среде, но и организму человека. Также ПНГ в своем составе содержит не углеводородные компоненты, которые способствуют снижению теплотворной способности газа – азот, диоксид углерода, кислород. [1]

На протяжении долгого времени самым простым и доступным способом переработки попутного газа было сжигание на факельных установках. Данный способ влечет за собой большой урон окружающей среде и социально-экономические потери государства. Принятое Правительством Российской Федерации постановление №7 от 8 января 2009 года, поспособствовало ограничению выбросов в атмосферу и ввело регламент на допустимый уровень попутного газа до 95% [2]. Нарушение норм Постановления может привести к изъятию лицензии, принятой и согласованной на определенном участке месторождения вне зависимости от его специфики.

Нецелесообразное сжигание ПНГ связано с особенностями добычи нефти и технико-экономическими рисками нефтяной компании, которые не позволяют реализовать технологический процесс полезного использования попутного газа: неполучение прибыли от добычи нефти, неэффективное использование ПНГ, несоблюдение лицензионных соглашений об утилизации 95 %. [3]

В 2019 г. суммарная добыча газа (природного и попутного нефтяного) в Российской Федерации увеличилась на 1,7% (+12,4 млрд. куб. м к 2018 г.) и достигла рекордного за последние 19 лет уровня – 737,8 млрд куб.м [4].

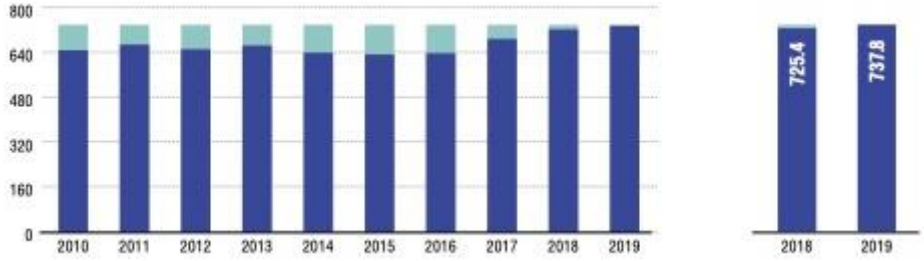


Рис. 1 Добыча газа в России в 2010-2019 гг.

В разрезе отраслей производства Томской области основная доля загрязнения атмосферы приходится на выбросы предприятий топливно-энергетического комплекса (рис.3). Наибольший вклад в валовый объем вредных веществ приходится на предприятия по добыче нефти и нефтяного (попутного) газа, т.к. в процессе добычи и перегонки нефти появляется сопутствующий продукт - попутный нефтяной газ (ПНГ) - смесь газов и парообразных углеводородных и не углеводородных компонентов органического происхождения. [5]

Предприятия-недропользователи	Добыча ПНГ, млн м³	Сжигание ПНГ, млн м³	Уровень использования ПНГ, %
ООО «Матюшкинский участок»	2,11	0,04	98,0
ОАО «Томскгазпром»	1146,9	29,04	97,4
ООО «Южно-Охтеурское»	6,55	0,33	95,0
ООО «Стимул-Т»	4,5	0,33	92,7
АО «Томскнефть» ВНК	1863,38*	н/д	91,3
ПАО НК «Русснефть»	52,29	6,1	88,0
Империал Энерджи	34,04	16,5	51,6
ООО «Томскгеонефтегаз»	3,52	1,9	46,0
ООО «Жиант»	0,18	0,11	37,0
ООО «Газпромнефть-Восток»	512,46	368,57	26,2
ООО «ВТК»	19,9	0,02	19,9

Рис.2 Объемы добычи и использования ПНГ в 2018 г.

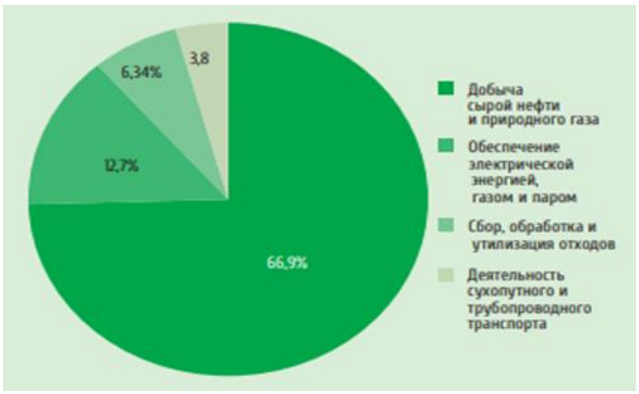


Рис.3 Доля выбросов загрязняющих веществ по отраслям производства

Вопрос использования ПНГ на данный момент остается не полностью решенным и актуальность введения других технологических способов обработки как никогда высока. Существует несколько методов утилизации попутного газа, которые направлены на его использование в соответствии с правовыми нормами: интенсивная переработка в газ, топливо и сырье для нефтехимических предприятий; модификация электрической и тепловой энергии; обратная закачка ПНГ в нефтяной пласт.

На данный момент высоких показателей утилизации ПНГ удалось достичь в Западной Сибири, а в последнее время – и на востоке России, прежде всего за счет эффективного использования попутного газа на Ванкорском месторождении в Красноярском крае [6].

В Томской области с 2015 по 2019 г. наблюдается неравномерный рост добычи ПНГ, увеличивается в первые два года, но затем наблюдается резкое снижение в 2017 г. и увеличение к 2018 г., с превышением уровня 2015 г. [6, 7] (рис. 4).

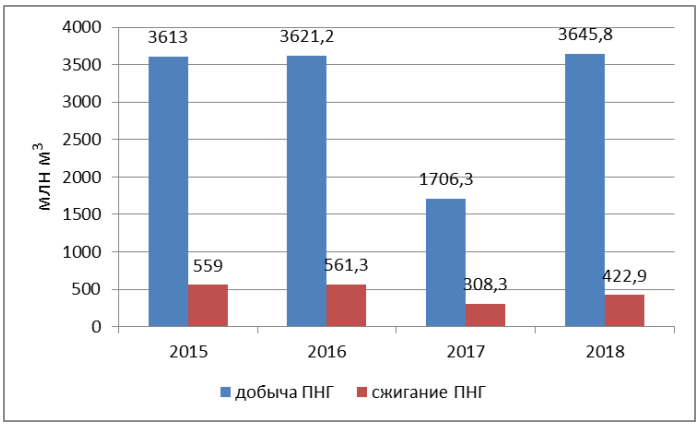


Рис.4 Динамика добычи и сжигания ПНГ в Томской области

Оценка состояния использования попутного газа на территории Томской области рассмотрена на примере трех нефтяных компаний, которые имеют различные показатели утилизации (АО «Томск-Газпром», ООО «Газпромнефть-Восток», ПАО "НК Русснефть»).

Наиболее высокие объемы добычи ПНГ наблюдаются в АО «Томск-Газпром», предприятие эффективно использует ПНГ, уровень утилизации превышает 95%. «Томск-Газпром» постоянно совершенствует методы использования ПНГ. Объем сжигания ПНГ ООО «Газпромнефть-Восток» пока не достигает целевых показателей, но с 2016г. по 2018 г. увеличился с 69% до 72%. Средний показатель утилизации ПНГ ПАО "НК Русснефть» достигает 95%, но на территории Томской области доля сжигания составляла 17% в 2016 г. Объем утилизации вырос с 83% до 88% в 2018 г.

Таким образом, рассмотрение вопроса повышения эффективности утилизации ПНГ показало, что повышение штрафных санкций за сжигание попутного газа сверх установленных нормативов будет способствовать увеличению объемов эффективного использования ПНГ. По прогнозам экспертов, не все нефтяные компании достигнут 95 % использования попутного нефтяного газа в ближайшем будущем. Это напрямую коррелирует со специальными налоговыми режимами для новых месторождений, операторы которых просто не будут экономически мотивированы в использовании ПНГ. Однако некоторым компаниям удается приблизиться к этому порогу в 95% и продуктивно использовать попутный газ. Рассматриваемые нефтяные компании Томской области подтверждают эту гипотезу, только ООО «Газпромнефть-Восток» все еще не вышла на этот уровень использования ПНГ [7].

В Томской области активно используется 4 способа для утилизации ПНГ: поставка газа, получаемого из ПНГ, в газотранспортную систему «Газпрома», переработка ПНГ в электроэнергию, закачка попутного газа обратно в пласт и возможное использование ПНГ в качестве химического сырья [1]. Переработка попутного газа в электроэнергию требует сооружения газовых электростанций, которые впоследствии будут способствовать снижению объемов факельного сжигания при полной утилизации ПНГ на месторождениях. Таким образом, наиболее приемлемым и эффективным в Томской области будет являться использование ПНГ для получения электроэнергии в местах сжигания газа.

Литература

1. ГОСТ Р 55598-2013 Попутный нефтяной газ. Критерии классификации. Дата введения 1987-01-01. Введён 01.01.2014 г. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2014. – 4 с.
2. Г.Ю. Боярко, М.Р. Цибульникова, А.А. Вазим и др Актуальные вопросы экономики природопользования. монография – Томск: Изд-во STT, 2017. – 122 с.
3. Книжников А.Ю., Ильин А.М. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России – 2017 // Всемирный фонд дикой природы (WWF) – Москва, 2017. – С. 32
4. Российская Федерация. Министерство энергетики РФ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://minenergo.gov.ru/node/1215. Свободный (дата обращения: 15.11.2020)
5. Государственный доклад «О состоянии и охране окружающей среды Томской области» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://depnature.tomsk.gov.ru/news/front/view/id/42444 , свободный

6. Шейкин А.Г., Жарова Т.Ю. Анализ проблем и возможных управленческих решений при реализации проектов по утилизации попутного нефтяного газа: роль государства и малого бизнеса// Изв.Урал.горн.ун-та. – Екатеринбург, 2013. -№2. – С.59-65.
7. Цибульникова М.Р., Шарф И.В. Повышение эффективности использования попутного нефтяного газа в томской области // Экономика, экология и общество России в 21-м столетии. Сборник научных трудов 16-й Международной научно-практической конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – С. 270-273.

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСПО НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Липатова А.Р., Есипенко О.А.
Научный руководитель - доцент А.В. Антошкина
Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

Одна из главных задач, стоящих перед нефтегазодобывающими предприятиями – применение современных технологий и методов добычи на действующих месторождениях, а также проведение геологоразведочных работы для поиска и вовлечения в разработку новых запасов. Следует отметить, что в ряде случаев добыча нефти осложняется образованием отложений тяжелых органических соединений, главным образом асфальтенов, парафинов и смол. Для борьбы с ними применяются различные методы, с разной технологической и экономической эффективностью [1].

Целью проведенного исследования является экономическая оценка эффективности применения методов борьбы с парафиноотложениями, применяемых на предприятии ООО «РН-Краснодарнефтегаз», являющимся одним из старейших предприятий нефтегазовой отрасли, осуществляющим разработку месторождений углеводородов на территории 10 районов Краснодарского края [5].

Последствия образования асфальтено-смолисто-парафиновых отложений (АСПО) на месторождениях ООО «РН-Краснодарнефтегаз», выражающиеся в увеличении отказов ГНО, вызывают необходимость постоянного проведения мероприятий по предотвращению образования и удалению отложений и приводят к общему удорожанию процессов добычи нефти, что в итоге приводит к повышению себестоимости продукции [7].

Анализ фонда добывающих скважин ООО «РН-Краснодарнефтегаз» показал, что для борьбы с парафиноотложениями на месторождениях в основном применяются следующие методы: промывка горячей водой с добавлением химреагентов (ПГВ); промывка горячей нефтью (ПГН); скребкование передвижным скребком или с помощью стационарных скребков; электро-прогрев, каждый из которых требует значительных затрат на проведение ремонтных работ [8].

Проведем далее оценку экономической эффективности применения стационарной установки прогрева скважин УПС «Фонтан» для борьбы с АСПО. Для оценки эффективности разработки проекта внедрения установок подогрева скважин УПС «Фонтан», был взят горизонт планирования, равный 6 годам. Эти сроки приняты в соответствии со сроком полезного использования внедряемого оборудования. Шаг расчета принимается равным одному календарному году.

При расчете затрат на внедрение проекта использовались следующие показатели, полученные по проектным данным ООО «РН-Краснодарнефтегаз»: стоимость монтажа (спуска) оборудования; упущенная выгода от реализации углеводородного сырья за период проведения ремонта и вывода скважины на режим; амортизационные отчисления; затраты на электроэнергию.

При расчете выгоды от внедрения проекта рассматривалась экономия затрат на проведение работ по удалению АСПО прежними методами: электропрогрев по 20 скважинам из фонда скважин, осложненных АСПО.

Как было отмечено в ранее проведенных исследованиях, если оборудовать нефтедобывающие скважины с АСПО установками УПС «Фонтан», то можно получить увеличение добычи нефти от 10 до 60 % [8]. Если принять за основу для расчета верхнее значение этого диапазона в 60 % и учесть, что годовой объем добычи ООО «РН-Краснодарнефтегаз» в 2020 г. составил 5,7 млн. баррелей или примерно 782,967 тыс. т, в т.ч. по фонду скважин с АСПО около 288,5 тыс. т, то среднесуточный прирост объемов добычи по нему составит 0,797 т/сут. Тогда, увеличение добычи нефти по скважинам, оборудованным установками УПС «Фонтан», с учетом коэффициента эксплуатации скважин, равным 0,947, составит 5 509,74 т.

Ряд выполненных экономических расчетов по исходным данным предприятия по общепринятым методикам [3, 4], показал, что увеличение добычи нефти приведёт к: росту производительности труда на 44 982,37 тыс. руб/чел.; увеличению фондоотдачи на 0,068 руб./руб.; снижению себестоимости (за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции) на 0,38 руб./т; увеличению абсолютной величины прибыли от реализации на 23 572,76 тыс. руб.; увеличению чистой прибыли предприятия на 18 858,2 тыс. руб.

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие составила 18 858,2 тыс. руб. Объём дополнительно добытой нефти – 5 509,74 тонн/год.

Далее проведем расчет показателей экономической эффективности применения стационарной установки прогрева скважин УПС «Фонтан», согласно «Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов». Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения стационарной установки прогрева скважин УПС «Фонтан» по годам расчетного периода (при ставке дисконта 10 %) представим в виде итоговой таблицы. В качестве критерия эффективности внедрения проекта рассматривался показатель чистого дисконтированного дохода (ЧТС), который по итогам расчетного периода (6 лет) составил 189 млн. руб.

Необходимо отметить, что в настоящее время в научно-технических публикациях недостаточно чётко разработаны критерии выбора технологических мероприятий по предотвращению или удалению АСПО. Принятый

критерий экономической оценки применения рассмотренного метода в проектах не является универсальным, так как зависит от конъюнктуры цен на нефть и на оборудование [2, 6]. Однако в целом, приведённые оценки показали, что принятый подход позволяет выбрать на данный момент наиболее доступные, надёжные, экологически безопасные технологии, ориентированные на отечественное оборудование.

Таблица

Экономическая эффективность внедрения стационарной установки прогрева скважин УПС «Фонтан»

Показатель	1-й год	2-й год	3-й год	4-й год	5-й год	6-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	17560,0	-	-	-	-	-
Прирост добычи нефти, тонн	5509,7	4848,6	4266,7	3754,7	3304,2	2907,7
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	80563,4	70895,8	62388,3	54901,7	48313,5	42515,9
Текущие затраты, тыс. руб.	95206,9	21566,1	18978,1	16700,8	14696,7	12933,1
Прирост прибыли, тыс. руб.	-14643,5	49329,8	43410,2	38201,0	33616,8	29582,8
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	-	9866,0	8682,0	7640,2	6723,4	5916,6
Прирост чистой прибыли, тыс. руб.	-14643,5	39463,8	34728,1	30560,8	26893,5	23666,3
Денежный поток, тыс. руб.	-32203,5	39463,8	34728,1	30560,8	26893,5	23666,3
Чистый дисконтированный доход, тыс. руб.	-29275,9	-23275,6	8271,0	57823,1	119569,2	189061,1

По значениям чистой текущей стоимости по годам расчетного периода можно построить график, характеризующий финансовый профиль проекта (рисунок).

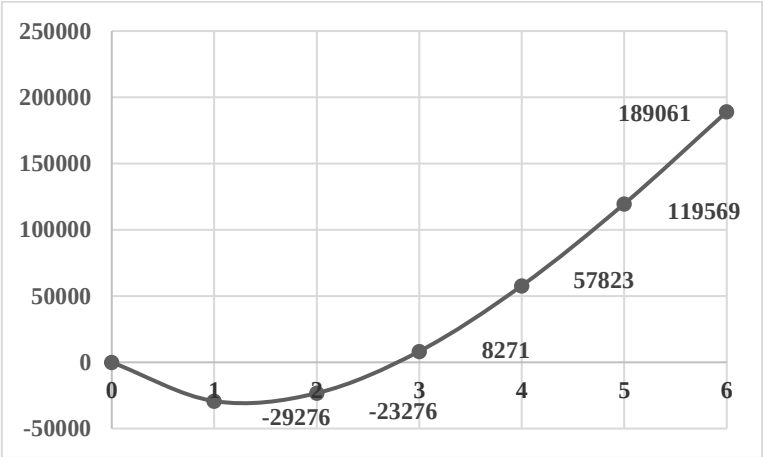


Рис. Финансовый профиль проекта внедрения установки прогрева скважин УПС «Фонтан»

Из рисунка видно, что срок окупаемости составит 2,75 года. Значение данных показателей, безусловно, подтверждает тот факт, что мероприятия по внедрению стационарной установки прогрева скважин УПС «Фонтан» являются экономически эффективными.

Таким образом, ООО «РН-Краснодарнефтегаз», внедряя новые технологии на производстве и в системе управления, обеспечивает стабильно высокое качество производимой продукции, конкурентный и инновационный потенциал предприятия, и доказывает, что у него есть все необходимое для дальнейшего устойчивого роста и достижения поставленных целей.

Литература

1. Антошкина, А.В. Формирование программы ресурсоэффективности на предприятиях нефтегазовой отрасли // Проблемы геологии и освоения недр: труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2013. – С. 696-698.
2. Антошкина, А.В., Вершкова, Е.М. Экономическая оценка инвестиций. Практикум. Учебное пособие, 2-е изд – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – 289 с.
3. Антошкина, А.В., Прохорова, В.В., Алуян, С.В. Экономика, организация и планирование при управлении предприятиями нефтегазового комплекса. Учебное пособие. – Краснодар: Изд-во КубГТУ, 2020. – 227 с.
4. Гинзбург, М.Ю., Краснова, Л.Н., Садыкова, Р.Р. Финансовый менеджмент на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. Учебное пособие. – Москва: Изд-во ИНФРА-М, 2017. – 287 с.
5. Годовая отчетность ООО «РН-Краснодарнефтегаз» за 2017 и 2018 гг. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.rusprofile.ru/accounting?ogrn=1052304983785.
6. Керимов, В.Ю., Толстов, А.Б., Мустаев, Р.Н. Методология проектирования в нефтегазовой отрасли и управление проектами / Под ред. проф. А.В. Лобусева. Учебное пособие – Москва: Изд-во ИНФРА-М, 2018. – 123 с.
7. Прохорова, В.В., Антошкина, А.В., Кобозева, Е.М. Технико-экономический анализ деятельности предприятия: теория и практика. Учебное издание. – Краснодар: Изд-во КубГТУ, 2020. – 256 с.
8. Шостак, Н.А., Кусов, Г.В., Савенок, О.В. Методы борьбы с АСПО на месторождениях ООО «РН-Краснодарнефтегаз» на примере Успенского и Горячеключевского участков] // Строительство и ремонт скважин-2010. – Геленджик, 2010. – С. 147-150.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЦИФРОВЫХ МОДУЛЕЙ

Лупандин Я.А.
Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г Томск, Россия

Экономическая ситуация на сырьевом рынке в сочетании с постепенным истощением действующих месторождений Западной Сибири ставит перед отечественными нефтяными компаниями задачи по поддержанию и наращиванию текущего уровня добычи. Для достижения данных задач существует два различных пути. Первый – проведение масштабных геологоразведочных работ в слабоизученных регионах и ускоренный запуск новых месторождений. Второй – повышение эффективности разработки действующих активов. Данная работа посвящена второму пути.

Повышения эффективности разработки в данном случае предлагается достичь за счет контроля эффективности работы действующего фонда скважин. Добывающего – за счет контроля причин роста обводненности и ее своевременной ликвидации. Нагнетательного – за счет контроля загрязнения призабойной зоны пласта и образования трещин авто-грп в соседние горизонты.

В основу контроля работы добывающего фонда были положены аналитические графики Чена, представляющие собой зависимость водонефтяного фактора и производной данной зависимости в логарифмических координатах от времени. С целью повышения достоверности построений и сокращения трудозатрат на языке Pythone был написан цифровой модуль. Интерфейс модуля представлен на рисунке 1. Использование данного модуля позволяет любому сотруднику добывающих или научно-технических компаний в режиме реального времени контролировать причины роста обводненности действующего добывающего фонда.

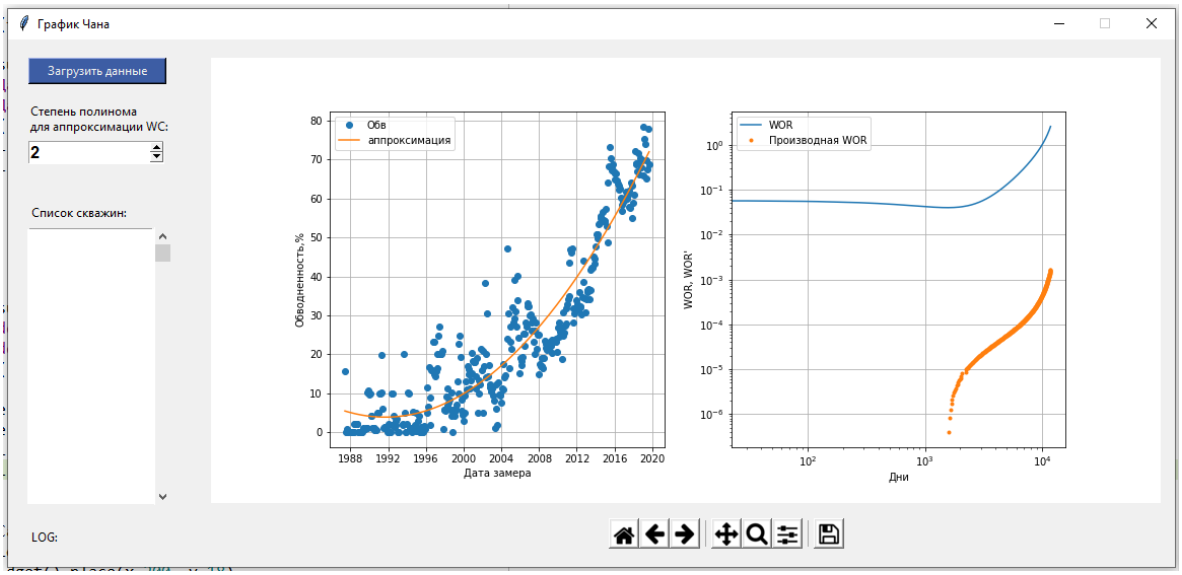


Рис. 1 Интерфейс цифрового модуля по графикам Чена

Каждая пара графиков водонефтяного фактора и производной характеризует одну из причин роста обводненности скважины: прорыв воды по поровому пространству, прорыв воды по высокопроницаемому пропластку, наличие негерметичности эксплуатационной колонны или заколонной циркуляции на скважине.

На данной скважине с высокой степенью вероятности диагностировано наличие негерметичности эксплуатационной колонны или заколонной циркуляции жидкости. Рекомендовано проведение ремонтно-изоляционных работ.

Нагнетательный фонд предлагается анализировать с использованием графика Холла. В идеальных условиях он представляет собой прямую зависимости репрессии, умноженной на время работы скважины от накопленной закачки жидкости. В случае изменения угла наклона прямой диагностируется увеличение скин-фактора, вызванное загрязнением призабойной зоны пласта, либо снижение скин-фактора, вызванное образованием трещины авто-грп в соседний горизонт.

С целью сокращения трудозатрат на анализ нагнетательного фонда скважин на языке Pythone был написан цифровой модуль. Интерфейс модуля с примером анализа скважины представлен на рисунке 2.

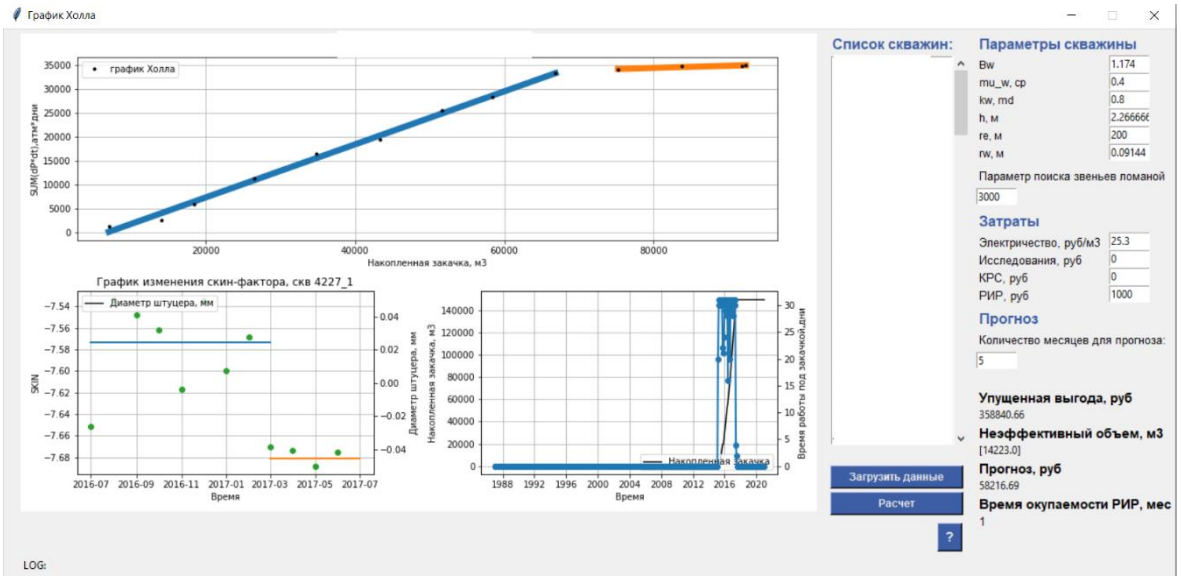


Рис. 2 Интерфейс цифрового модуля по графику Холла

На данной скважине наблюдается резкое снижение скин-фактора, характеризующее образование трещины авто-грп в соседний горизонт с потерей эффективности закачки на 90%. Рекомендован анализ работы скважины с различными давлениями закачки, с целью выявления оптимального режима работы со смыканием трещины авто-грп. В случае отсутствия оптимального режима рекомендовано проведение промысловых геофизических исследований с целью формирования профиля приемистости и идентификации интервала, содержащего трещину авто-грп, а затем проведение ремонтно-изоляционных работ и остановка работы данного интервала.

Таким образом, анализ действующего фонда нагнетательных и добывающих скважин с помощью представленных инструментов позволяет инженерам нефтегазовых добывающих и научно-технических компаний в режиме реального времени контролировать причины возникновения нарушений в работе скважин, а также своевременно предпринимать меры по их ликвидации и предотвращению. Более продуктивная эксплуатация действующего фонда, в свою очередь, позволяет снизить среднюю обводненность, повысить эффективность работы системы поддержания пластового давления, коэффициент охвата продуктивного пласта заводнением, а, следовательно, и коэффициент извлечения нефти. Данные факторы, в свою очередь, в значительной степени повышают рентабельность разработки действующих месторождений за счет снижение операционных затрат на непроизводительную добычу и закачку жидкости, а также за счет вовлечения остаточных извлекаемых запасов в разработку.

Литература

1. Ershaghi, I, Handy, L.L., and Hamdi, M.: IIApplication··of' the X-Plot 'Technique to the Study of Water Influx in the Sidi EI-Itayem Reservoir, Tunisia,1I JPT(1987) 1127-1136
2. Hwan, R-N. R.: i1Numerical Simulation Study of Water Shutoff Treatment Using Polymers, paper SPE 25854 presented at the 1993 SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium, Denver, CO, ,April 12-14.
3. Hall, H.N.: How to Analyze Waterflood Injection Well Performance, World Oil (Oct. 1963) 128-130.
4. Higgins, R.V. and Leighton, R.V.: "Matching Calculated With Actual Waterllood Performance With Estimation of Some Reservoir Properties,11 paper SPE 4412 presented at the 1973 SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Casper, WY, May 15-16.
5. Morgan, J.C. and Stevens, D.G.: IIWater ShutOff With Chemicals: Targets~ Systems and Field Results," paper presented at the 1995 International Symposium on Oilfield Chemicals, Geilo, Norway, March 19-22
6. Zhu, D. and Hill, A.D. 1998 Field Results Demonstrate Enhanced Matrix Acidizing Thought Real-Time Monitoring. SPEPF 13(4):279-284.

ПРЕДПОСЫЛКИ ПЕРЕХОДА К МОРСКИМ МИНЕРАЛЬНЫМ РЕСУРСАМ: ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ

Мустафина Ф.И.
Научный руководитель - профессор Г.А. Черкашёв Г.А.
Санкт-Петербургский государственный университет, ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И.С. Грамберга», г. Санкт-Петербург, Россия

Полезные ископаемые находят свое применение в самых различных сферах жизни людей. При постоянном росте народонаселения планеты важной проблемой XXI века является гарантия устойчивой поставки полезных ископаемых на мировой рынок.

В течение многих лет наземные месторождения полезных ископаемых обеспечивали человечество критическими металлами. Однако ограниченность ресурсов ведет к тому, что со временем разработка наземных месторождений требует все больших усилий. В связи с этим увеличился интерес к минеральным ресурсам, найденным на дне Мирового океана. Этот интерес подкрепляется также содержанием критических металлов в морских минеральных ресурсах (в частности, меди, никеля, марганца и кобальта) и технологическими трендами, зависящими от наличия этих металлов (возобновляемые источники энергии). Таким образом, развитие мировой экономики, истощение наземных запасов полезных ископаемых, борьба с изменением климата являются основными предпосылками перехода к морским минеральным ресурсам.

В настоящее время различные страны проводят разведку месторождений глубоководных полезных ископаемых в Международном районе морского дна (далее – Район) в соответствии с принципами Конвенции Организации Объединенных Наций по морскому праву [2]. Для перехода к добычным работам требуется решение различных проблем, связанных, например, с защитой морских экосистем, выбором эффективных добычных технологий, принятием Добычного Кодекса и так далее. Важное место среди этих проблем занимают экономические проблемы, которые рассмотрены в данной работе.

При планировании добычной деятельности выполняется технико-экономическое обоснование, позволяющее оценить экономическую целесообразность разработки месторождений. Оно отражает размещение инфраструктуры, схему добычи и переработки, природоохранные меры, перспективы развития отрасли и так далее. Обоснование позволяет предварительно оценить необходимый объем инвестиций и ожидаемые доходы от добычи полезных ископаемых [3, 4]. В связи с тем, что глубоководная добыча полезных ископаемых не имеет прецедентов, этот этап является очень важным, но при этом довольно затруднительным.

Основными инвестициями в добычной проект являются капитальные вложения в основные средства. На этапе проектирования выбираются основные средства, необходимые для добычи полезных ископаемых, и оцениваются затраты на их приобретение [3]. Различные виды оборудования для глубоководной добычной деятельности находятся на стадиях разработки и испытаний. Для выбора оборудования, которое обеспечит полную и экономически целесообразную добычу полезных ископаемых с учетом принципов рационального природопользования и охраны морской среды, необходимы дальнейшие конструкторские работы и проведение опытной добычи.

Ожидаемые доходы от добычной деятельности формируются из проектного объема производства и средней цены продукции [3]. Отсутствие рынка глубоководных полезных ископаемых, то есть установленных цен на них, создает погрешности при определении доходов. На сегодняшний день для целей моделирования добычной деятельности стоимость глубоководных полезных ископаемых рассчитывается на основе стоимости входящих в них основных металлов. Однако вопросы ценообразования являются более комплексными и требуют рассмотрения иных факторов, влияющих на цены полезных ископаемых.

Для оценки эффективности вложения средств в добычной проект, как правило, проводится сравнение планируемого объема инвестиций с ожидаемыми доходами от деятельности на основе так называемого анализа дисконтированного денежного потока. Дисконтирование денежных потоков нацелено на учет временной стоимости денег. Суть дисконтирования заключается в том, что планируемые глубоководные добычные проекты являются долгосрочными, а стоимость денег сегодня и в будущем различна [3]. Важным моментом в этом вопросе является определение ставки дисконтирования, зависящей от имеющихся альтернатив для вложения средств, уровня инфляции, рисков и так далее. В настоящее время заинтересованными сторонами ведутся дискуссии по поводу приемлемой ставки дисконтирования, или внутренней нормы прибыли проекта, при которой чистый приведенный доход от реализации проекта будет положительным. Это условие является основополагающим для инвестора, ожидающего как минимум окупаемости, а как максимум прибыльности своих инвестиций.

Суммарный дисконтированный денежный поток складывается из притоков и оттоков денежных средств [3]. При этом источники притока денежных средств вполне ясны – это выручка от реализации полезных ископаемых, а источники оттока денежных средств не ограничиваются капитальными вложениями, к ним также относятся операционные затраты, налоги и роялти.

Дополнительные оттоки денежных средств включают в себя, во-первых, налоги в пользу государства, поручившегося за горнодобывающую компанию, ведущую работы в Районе. Эти налоги определяются налоговым законодательством определенного государства, то есть в каждом отдельном случае они будут отличаться. Во-вторых, оттоками будут являться выплаты и роялти за право пользования недрами. Согласно Конвенции Организации Объединенных Наций по морскому праву, ресурсы Района являются всеобщим наследием человечества, поэтому и деятельность, осуществляемая в Районе, должна осуществляться на благо всего человечества [2]. Выплаты в Международный орган по морскому дну (далее – Орган) за право проведения разведочных работ равны для всех

горнодобывающих компаний и закреплены Правилами разведки в Районе [5, 6, 7]. Компании, которые будут вести добычную деятельность в Районе и получать от этой деятельности экономическую выгоду, должны будут делиться этими выгодами со всем человечеством посредством выплат роялти в Орган. На сегодняшний день способ исчисления и ставки роялти широко обсуждаются. Этот вопрос вызывает очень много споров в связи с тем, что и Орган, и горнодобывающие компании хотят получать оптимальную прибыль. В-третьих, еще одним видом отрицательных денежных потоков являются выплаты, связанные с сохранением окружающей среды, – выплаты в экологический фонд. Эти выплаты также являются предметом дискуссий, и на данный момент их размер не установлен.

Эффективность вложения средств в добычной проект в случае добычи в Районе будет определяться не только положительным чистым приведенным доходом или окупаемостью инвестиций горнодобывающих компаний, но и удовлетворенностью Органа поступающими выплатами и роялти. В связи с этим стоит важная задача соблюдения баланса между экономическими интересами всех заинтересованных сторон. Без принятия решения о выборе определенного механизма выплат невозможно начало добычной деятельности в Районе.

Очередным важным шагом перед началом добычной деятельности является анализ состояния мирового рынка металлов. Необходимо определить, есть ли ниша на рынке, которую смогут занять глубоководные полезные ископаемые. Для этого целесообразно провести анализ спроса и тенденций его изменения, а также существующего предложения, то есть состояния минерально-сырьевой базы мира, добывающей и перерабатывающей промышленности. В том случае, если потребность в металлах полностью удовлетворяется наземным производством и запланировано достаточное количество наземных добычных проектов для удовлетворения растущего спроса в будущем, или если на рынке наблюдается профицит металла, то начало глубоководной добычной деятельности нецелесообразно, так как она может привести к обрушению рынка. Важно отметить, что анализ конъюнктуры рынка необходим не только на стадии проектирования, но и непосредственно при добычных работах.

Кроме того, важно учесть последствия выхода нового «океанского» минерального сырья на мировой рынок. С одной стороны, глубоководные полезные ископаемые представляют собой уникальное сырье, которого прежде не было на рынке. Компании, которые будут добывать такие полезные ископаемые, будут естественными монополистами на рынке. Однако с определенностью сказать, что глубоководные полезные ископаемые будут продуктом высокого спроса, невозможно. С другой стороны, вхождение на существующие рынки полезных ископаемых, которые зачастую являются олигопольными или даже монопольными, может быть затруднено [1]. В основном, продукты на эти рынки поставляются развивающимися странами, поэтому развитие глубоководной добычи может негативно сказаться на экономике таких стран. Выплаты, направленные горнодобывающими компаниями в Орган, частично пойдут на поддержку экономики таких стран через специальный фонд экономической помощи. Для того, чтобы определить размеры этого фонда и его функции, необходимо исследовать возможные негативные последствия для развивающихся стран и предложить способы восстановления их экономики [8].

Таким образом, в данной работе рассматриваются основные экономические аспекты, определяющие предпосылки перехода к морским минеральным ресурсам. Прогнозируемый дефицит металлов в будущем, истощение наземных ресурсов, развитие экономики вызывает необходимость в альтернативных источниках металлов. В связи с этим необходимо скорейшее решение проблем, связанных с глубоководной добычной деятельностью, в том числе рассмотренных в данной работе экономических проблем, что станет возможно только при объединении усилий всех заинтересованных лиц.

Литература

1. Боярко Г.Ю. Экономика минерального сырья]. – Томск: Изд-во Аудит-Информ, 2000. – 361 с.
2. Конвенция Организации Объединенных Наций по морскому праву от 10 декабря 1982 года // ООН. – Монтего-Бей, 1982. – С. 277
3. Осипова Л.М. Экономика и менеджмент горного производства. Учебное пособие. – Кемерово: Изд-во ГУ КузГТУ, 2009. – 136 с.
4. Полеховский Ю.С. Экономическая геология. Учебное пособие. – СПб: Изд-во С.-ПбГУ, 2004. – 100 с.
5. Решение Ассамблеи Международного органа по морскому дну о Правилах поиска и разведки кобальтоносных железомарганцевых корок в Районе. // Международный орган по морскому дну. – Кингстон, 2012. – С.52
6. Решение Ассамблеи Международного органа по морскому дну относительно Правил поиска и разведки полиметаллических сульфидов в Районе. // Международный орган по морскому дну. – Кингстон,2010. – С. 54
7. Решение Совета Международного органа по морскому дну относительно поправок к Правилам поиска и разведки полиметаллических конкреций в Районе и смежных вопросов // Международный орган по морскому дну. – Кингстон, 2013. – С. 52
8. Соглашение об осуществлении Части XI Конвенции Организации Объединенных Наций по морскому праву от 10 декабря 1982 года. // ООН. – Нью-Йорк,1994. – С.17

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ВЫСОКООБВОДНЕННОМ ФОНДЕ СКВАЖИН ОБЪЕКТА $АВ_1$ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «С»

Серебрянников А.А., Горбачев В.С. [1,2]
Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков[2]
[1] Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия
[2] Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С каждым годом доля трудноизвлекаемых запасов углеводородов (УВ) среди всех месторождений нефти и газа постоянно растет. Для эффективного извлечения «трудных» запасов УВ повсеместно используются методы интенсификации добычи нефти и газа, одним из которых является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Метод ГРП открыт и применяется с середины прошлого века, но сегодня его актуальность все больше растет в связи с ухудшающейся структурой запасов. Гидроразрыв пласта отличается высокими приростами дебитов нефти добывающих скважин, что позволяет в короткие сроки окупать даже очень затратные многостадийные работы по разрыву пласта на дорогих горизонтальных скважинах, поэтому данный метод интенсификации добычи очень популярен среди нефтегазодобывающих предприятий [1].

В работе произведена оценка экономической рентабельности ГРП на высокообводненном фонде добывающих скважин эксплуатационного объекта $АВ_1$ месторождения «С» Томской области. Глубина залегания пласта составляет 1621 м, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта – 5,5 м, пористость – 0,24 д.ед., проницаемость – $6{,}2*10^{-3}$ мкм^2, нефтенасыщенность пласта – 0,4 д.ед., песчанистость – 0,52 д.ед., расчлененность – 2,8 ед., температура пласта – 55 ºС, давление пластовое – 17 МПа. Объект $АВ_1$ разрабатывается с 60-х годов прошлого века, фонд скважин составляет 1571 ед., доля неработающего фонда – 40 % или 623 скважины, средняя текущая обводненность – 90 %.

В период 2016-2020 гг. на добывающем фонде объекта $АВ_1$ выполнено 727 геолого-технических мероприятий (ГТМ), из них 119 ГТМ – это операции ГРП (16 % от общего числа ГТМ). На 87 операциях ГРП посчитан технологический эффект, средний прирост дебита нефти составил 5,0 т/сут, дебита жидкости – 48,8 т/сут, обводненность, в среднем, вырастает после гидроразрыва на 6,7 %. На Рис.1 представлено соотношение эффективности операций ГРП (прирост дебита нефти, продолжительность эффекта) в период 2016-2020 гг. в зависимости от накопленной дополнительной добычи нефти от операций ГРП. Удельная эффективность операций ГРП за первые 12 месяцев после проведенной операции в период 2016-2020 гг. варьируется от 0,5 до 1,7 тыс.т дополнительной добычи нефти на одну операцию.

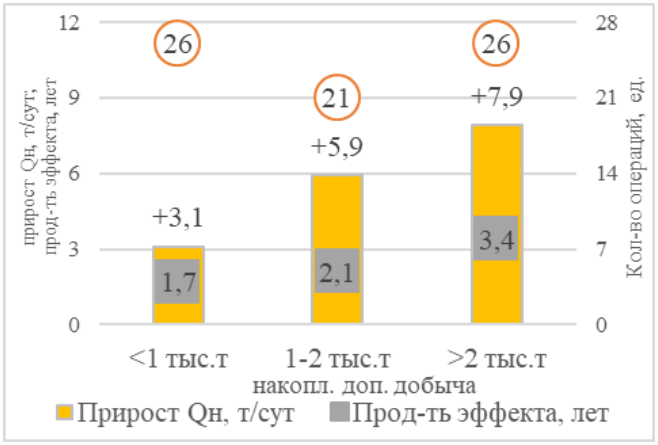


Рис.1 Эффективность ГРП в период 2016-2020 гг.

Рис.2 Оценка рентабельности работы базового фонда скважин объекта $АВ_1$

Для оценки рентабельности гидравлического разрыва пласта на действующем фонде скважин объекта $АВ_1$ на экономической модели месторождения «С» в сценарных условиях ЦКР Роснедра была произведена оценка рентабельности действующих скважин (Рис. 2), а также посчитаны текущие границы рентабельности операций ГРП на 01.2021 г (таблица 1).

Таблица 1

Расчетные границы рентабельности операций ГРП на 01.2021 г.

Условия ЦКР	**Обводненность, %**								
	40%	50%	60%	70%	75%	80%	85%	90%	95%
Дебит нефти, т/сут	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1
Дебит жидкости, т/сут	1,2	1,5	1,9	2,5	3,1	3,9	5,3	8,4	19,7
Накопленная добыча нефти за рентабельный период, тыс.т	0,442	0,444	0,447	0,452	0,457	0,463	0,474	0,499	0,571
Рентабельный период, мес.	58	58	58	58	58	58	58	58	51

В среднем, в текущих экономических условиях для условной окупаемости одной операции ГРП требуется достижение доп. добычи нефти не ниже 0,571 тыс.т при приросте дебитов нефти +0,7-1,0 т/сут – 64 % фактически выполненных ГРП 2016-2020 гг. удовлетворяют текущим условиям окупаемости операций ГРП.

Далее была выполнена оценка рентабельности работы базового фонда скважин объекта $АВ_1$ на прогнозный период с учетом проведения на данных скважинах операций ГРП (Рис. 3).

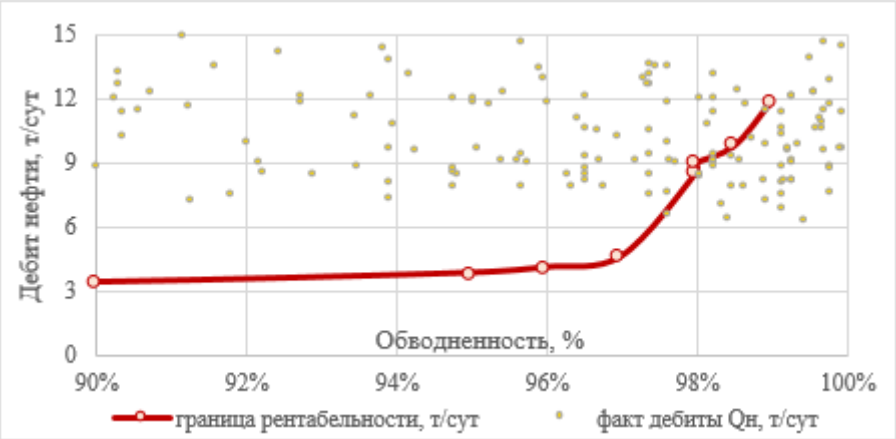


Рис.3 Оценка рентабельности работы базового фонда скважин объекта $АВ_1$ после ГРП (на прогноз)

С учетом эффективности выполненных операций ГРП за последние пять лет, расчеты на прогноз по базовому фонду скважин даже с критическими рабочими параметрами (дебиты нефти ниже 1 т/сут, обводненность ~98 %) показали, что прирост дебитов в результате ГРП способствует повышению рентабельности таких скважин. Таким образом, рекомендуется проведение операций ГРП на действующем добывающем фонде скважин объекта $АВ_1$ месторождения «С», что позволит стимулировать продуктивность затухающих скважин, повысить уровни добычи нефти по эксплуатационному объекту разработки и продлить рентабельный период разработки месторождения в целом.

Литература

1. Яркеева Н.Р., Хазиев А.М. Применение гидроразрыва пласта для интенсификации притока нефти в скважинах // Нефтегазовое дело. – Уфа, 2018. – Т. 16, № 5. – С. 30-37.

АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

Сытникова С.А., Глызина Т.С.
Научный руководитель - профессор И.В. Шарф
Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ПАО «Сургутнефтегаз» - это одна из крупнейших нефтяных компаний России, активно развивающей секторы разведки и добычи нефти и газа, переработку газа и производство электроэнергии, нефтепродуктов. Месторождения и лицензионные участки, на которых Компания в настоящее время ведет геологоразведочные работы расположены в трех нефтегазоносных провинциях — Западно-Сибирской, Восточно-Сибирской и Тимано-Печорской.

ПАО «Сургутнефтегаз» стоит в одном ряду с крупнейшими российскими вертикально интегрированными нефтяными компаниями (ВИНК). По состоянию на 31.12.2019 на ее долю приходится 10,8 % общероссийской нефтедобычи, 6,5 % нефтепереработки в стране, и около 13,3 % производства попутного нефтяного газа ВИНК России.

В 2019 году объем добычи нефти ПАО «Сургутнефтегаз» составил 67,3 млн. т нефти, производства газа – 9,6 млрд. м^3. Политика Компании в 2020 году направлена на планомерное наращивание объемов производства в Восточной Сибири.

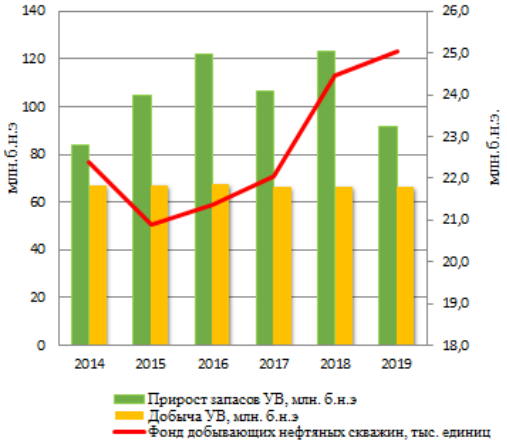


Рис.1 Добыча углеводородов и эксплуатационный фонд скважин Компании

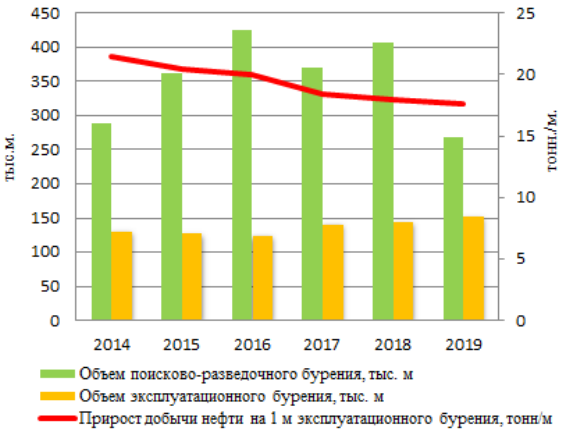


Рис.2 Структура бурения ПАО «Сургутнефтегаз»

Эксплуатационный фонд добывающих нефтяных скважин ПАО «Сургутнефтегаз» на конец 2019 года составил 25039 единиц. На протяжении всего рассмотренного периода фонд добывающих нефтяных скважин составлял от 22000 до 25000 скважин. В 2019 году в эксплуатацию было введено 1903 скважины, из которых 1286 – новые. В течение 2019 года число неработающих скважин сократилось до 1699 единиц, составив 6,8 % эксплуатационного фонда. Значения добычи нефти, приходящиеся на одну скважину, от года к году изменяются незначительно. С 2018 года снижение дебита скважин приводит к увеличению добывающего фонда скважин для поддержания планируемой годовой добычи нефти, в 2019 году фонд добывающих скважин продолжает расти, так как не удалось увеличить среднесуточный дебит, по сравнению с предыдущим годом [1].

На рисунке 1 отображена динамика добычи углеводородов и прироста их запасов. В период с 2015 по 2017 года суммарная добыча менялась незначительно на фоне ежегодного роста количества эксплуатационных скважин; в 2018 произошло увеличение добычи, в связи с полученными Компанией лицензиями на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья на трех лицензионных участках в Ханты-Мансийском автономном округе, а также лицензиями на разведку и добычу углеводородного сырья на шести участках в Ненецком автономном округе. Снижение прироста запасов в 2019 году по сравнению с 2018 связано с основной направленностью деятельности ПАО «Сургутнефтегаз». Так, в 2019 году Компания сфокусировалась на задачах эффективной эксплуатации действующих месторождений, многие их которых находятся на поздней стадии. Таким образом, рост добычи, обусловленный освоением новых месторождений в 2018 году, был нивелирован естественным истощением ресурсной базы, а также стабилизацией уровня добычи на ранее введенных месторождениях в 2019 году. Несмотря на это, прирост запасов не меньше объема добычи, являющимся решающим фактором стабильной работы Компании, характеризующим воспроизведение сырьевой базы, успешно выполняется последние 5 лет за счет геологоразведки (суммарный прирост запасов нефти за счет поисково-разведочных работ превысил накопленный объем нефтедобычи на 25,6 %).

ПАО «Сургутнефтегаз» продолжает сохранять ведущих позиций в отрасли по эксплуатационному и поисково-разведочному бурению. Доля Компании по состоянию на 31.12.2019 в поисково-разведочном бурении составила 21,1 %, а в разведочном – 18,1 %. Однако объем разведочного бурения в 2019 году сократился до 267,5 тыс. м., объем эксплуатационного же бурения увеличился на 2,1%, достигнув 150,3 тыс. м. (это самый высокий показатель за последние 5 лет). Согласно 2 рисунку в 2016 и 2018 годах резкое увеличение объема поисково-разведочного бурения связано с получением новых 8 лицензий на право пользования участками недр в границах Ямало-Ненецкого автономного округа, а также открытием в 2018 году в Восточной Сибири 3 нефтяных крупных залежей на территории Якутии и 3 залежей в Западной Сибири. Ввиду того, что многие месторождения в 2019 году эксплуатировались на

завершающей стадии разработки, объем поисково-разведочного бурения был немного сокращен и увеличен объем эксплуатационного бурения. Кроме того, планомерное увеличение объема эксплуатационного бурения объясняется вводом в разработку в конце 2018 года Ленского нефтяного месторождения, расположенного в Якутии (седьмое по счету месторождение, среди разрабатываемых, Компанией в этом регионе) [1].

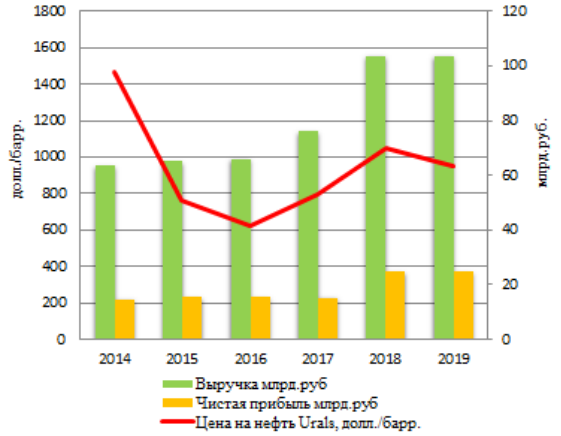


Рис. 3 Финансовые показатели деятельности ПАО «Сургутнефтегаз»

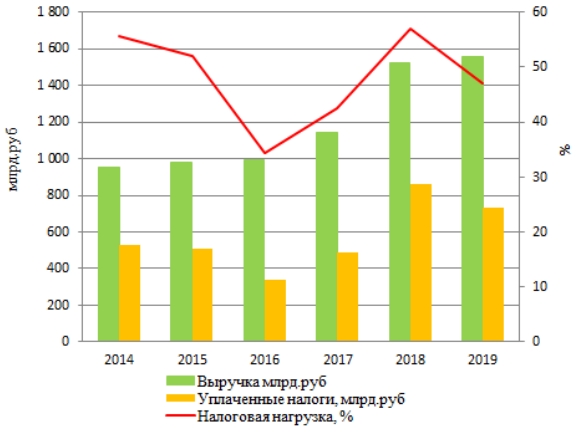


Рис. 4 Уплаченные налоги, выручка и налоговая нагрузка Компании

В рассматриваемом периоде прибыль компании была не стабильна. Прослеживается прямая зависимость прибыли компании от цены на нефть. С ростом цены возрастала и прибыль и наоборот. С 2014 по 2016 год происходило значительное падение цен, а также сопутствующее ему падение прибыли компании. Согласно рисунку 3 выручка от реализации продукции росла на всем промежутке времени, даже во время снижения цены на нефть, что означает, что компания увеличивала объемы продаж. Пикового значения выручка от реализации достигла впервые в 2018, чему поспособствовал значительный рост цены на нефть (в 1,44 раза по сравнению с 2017 годом), в 2019 выручка продолжает расти.

На рисунке 4 представлена корреляция уплаченных налогов, налоговой нагрузки и выручки. Налоговая нагрузка непостоянна. Сопоставив уплаченные налоги с выручкой компании, можно отметить, что в период с 2014 по 2016 года налоговая нагрузка снижалась и в 2016 году достигла своего минимума. Начиная с 2016 года, налоговая нагрузка возрастала, ввиду роста цены на нефть, ее добычи и прибыли соответственно. На протяжении всего рассматриваемого периода ПАО «Сургутнефтегаз» пользуется понижающим коэффициентом к общеустановленной ставке НДПИ, характеризующим регион и степень сложности добычи, величину запасов участка недр, а также степень их выработанности [2].

Для представления об актуальном состоянии и перспективах развития нефтегазодобывающих предприятий проведен анализ производственно-экономических показателей деятельности ПАО «Сургутнефтегаз». Компания находится на стабильном уровне развития и удерживает лидирующие позиции по добыче нефти в российском нефтегазовом секторе. Несмотря на высокий уровень затрат на эксплуатационное и поисково-разведочное бурение, а также значительную обводненность разрабатываемых месторождений, за счет применения современных технологий и широкого спектра геолого-технических мероприятий удается поддерживать уровень добычи на зрелых месторождениях, вовлекая в разработку объекты с трудно извлекаемыми запасами, при этом, активно осваивать перспективные месторождения, формируя новые центры нефтедобычи [3].

Литература

1. Годовые отчеты ПАО «Сургутнефтегаз» с 2013 по 2019 гг. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.surgutneftegas.ru/investors/reporting/godovye-otchety/, свободный
2. Консолидированная финансовая отчетность ПАО «Сургутнефтегаз», подготовленная в соответствии с международными стандартами финансовой отчетности (МСФО) за 31 декабря 2013-2019 гг. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.surgutneftegas.ru/investors/reporting/godovaya-konsolidirovannaya-finansovaya-otchetnost/, свободный
3. Лепетило А.И. Анализ деятельности Компании ПАО «Сургутнефтегаз» на Российском нефтегазовом рынке»/ /Устойчивое развитие науки и образования.- Москва, РГУ им. И.М. Губкина: ООО «АМиСта», 2019 г. С.23-27.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В РАЗРАБОТКУ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Сыщенко В.В., Кондрашов А.В.
Научный руководитель - доцент А.В. Антошкина
Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

На данный момент цифровые технологии всё активнее используются в нефтегазодобывающей сфере [3]. Цифровизация месторождений помогает решать множество существующих проблем и улучшать сложные технологические процессы [1].

Проанализировав огромное количество существующих методов цифровизации, были подобраны несколько способов организации цифровых месторождений, так, например, REAL TIME OPERATIONS [4].

По нашим оценкам этот метод больше всего подходит для оптимизации работы месторождения. Благодаря REAL TIME OPERATIONS можно:

визуализировать, оповещать и обнаруживать изменения забойного давления;

получать точную информация в режиме реального времени;

максимизировать время безотказной работы;

наблюдать за скважинами круглосуточно, увеличить дебит и продлить срок эксплуатации скважин;

совершенствовать системы путем добавления новых параметров исследования.

Как оказалось, цифровые месторождения далеко не новое явление. В США и в Саудовской Аравии уже активно используют методы цифровизации месторождений [5]. Это позволяет ускорит работу, так как ежедневно на месторождении могут обрабатываться не гигабайты, а терабайты данных.

Данная система цифровизации позволит создать облачное хранилище данных, что облегчит хранение и обработку информации. Так же эта технология позволит вести непрерывную работу даже при осложнённых климатических условиях. Сэкономленные средства можно направить на использования специальных материалов, которые замедлят процессы оттаивания земель в условиях ММГ [1].

При этом необходимо отметить, что повсеместное внедрение «интеллектуальных» технологий, по оценкам экспертных организаций, позволит увеличить общемировую нефтеотдачу с 30 до 50 %. Так, по оценке нефтяной компании SaudiAramco только внедрение пластовых нанороботов на нефтяных месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки, позволит увеличить коэффициент извлечения нефти до 60-70 % [4].

Приводя в пример технологическую работу связи куста с пунктом управления можно сказать, обратив внимания на стоимость представленного в таблице 1 оборудования, что технологии Honeywell, несомненно дешевле традиционного взаимодействия.

Таблица

Затраты на оборудование при внедрении технологии Honeywell

Наименование	**Цена, руб.**	**Количество, шт.**	**Необходимое количество, шт.**	**Стоимость, руб.**
Датчик XYR 6000	37 909	1	3	113 727
Традиционные датчики (суммарная стоимость)	60 000	1	3	180 000
Кабель	15 000	1	3	45 000
Контроллер RTU	5 000	1	1	5 000
Радиомодем	10 000	1	1	10 000
Беспроводное TPC	20 000	1	2	40 000
Мультинод	15 000	1	2	30 000
WI-FI приемник	10 000	1	1	10 000

Итак, при традиционном процессе на закупку оборудования на работу 1 куста необходимо понести затраты на сумму 280 тыс. руб., а при беспроводном внедрении – 154 тыс. руб., что говорит о явной выгоде внедрения такого процесса.

Также преимуществами данного цикла являются:

простота и надежность, экономия на оборудовании: вместо связки Радио Модем-> контроллер RTU -> клиенты Modbus / проводные датчики имеем Точка доступа-> клиенты Modbus/беспроводные датчики;

возможность быстрого внедрения – нет необходимости ждать, пока будут готовы эстакадные конструкции и проложены кабели;

к несомненным преимуществам использования предложенной схемы в общем и беспроводных датчиков в частности является возможность быстро демонтировать беспроводные датчики и использовать их на другом кусте скважин, и если по тем или иным причинам скважину решили временно закрыть, то при этом отсутствует проблема сооружения эстакад для датчика на новом месте;

беспроводные решения OneWireless легко интегрируются с любой SCADA и DCS системой, что позволяет использовать их с уже существующей системой управления промыслом;

по статистике внедрений, использование беспроводных решений OneWireless компании Honeywell на месторождениях нефти и газа в среднем дает 50 % экономии по стоимости и до 80 % по времени внедрения решений, что, в современных рыночных условиях дает существенное конкурентное преимущество [4].

При этом стоить учитывать, как рост производительности в связи с внедрением цифровизации в сфере добычи и переработки нефти влияет на рабочие места [5]. На сегодняшний день занятость на производстве снижается.

Это происходит потому, что современные цифровые технологии позволяют легко автоматизировать производственный труд. Но сопротивляться внедрению новых технологий, боясь потери рабочих мест, нельзя, т.к. потеряем конкурентоспособность на международном рынке.

С экономической точки зрения с внедрением цифровизации удастся значительно увеличить производительность предприятия, также повысить трудоемкость производства, и несомненно срок окупаемости при это уменьшается на 2-4 года как показала зарубежная практика. Однако произойдет повышение инвестиционных затрат, связанных с тем, что компании необходимо будет вкладывать деньги в развитие технологий, которые естественно будут окупаться [2].

Также стоить учитываться на какой стадии разработки находится месторождение, если на поздней, то сроки окупаемости будут гораздо дольше, так как придется заменять оборудование и т.д., но если внедрять в самом начале разработки, то окупаемость произойдет гораздо быстрее, чем при использовании стандартных методов.

Не стоит забывать и про экологию, так как ежегодно происходит большое количество аварий в нефтегазовой отрасли. Цена человеческой ошибки очень велика, потому что любое нарушение установленных норм может привести к серьезной аварии, а, следовательно, причинить огромный ущерб экологии.

Использование новых технологий позволит значительно сократить количество катастроф, так как будет исключен, в большей степени, основной фактор аварий – человеческая ошибка.

Итак, применение предложенной технологии позволит достичь наиболее эффективных показателей разработки месторождения, учитывая то, что технологии развиваются, а это значит, что и показатели будут увеличиваться.

Литература

1. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак А.В., Шостак Н.А., Афанасенко А.В. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар, 2011. – 86 с.
2. Антошкина А.В., Прохорова В.В., Алуян С.В. Экономика, организация и планирование при управлении предприятиями нефтегазового комплекса. – Краснодар, 2020. – 227 с.
3. Антошкина А.В., Ромасюк Е.О. Тенденции инновационного развития предприятий нефтегазового комплекса // Пространственная и структурная трансформация экономики России: проблемы и перспективы: Материалы международной научно-практической конференции. – Краснодар, 2019. – С. 61-67.
4. Решения Honeywell для создания интеллектуальных / цифровых месторождений // Control Engineering Россия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://controlengrussia.com/ bezopasnost/reshenija-honeywell-dlja-sozdanija-intellektualnykhcifrovykh/, свободный (01.03.2020).
5. Спасибов В.М., Кабеева Н.В. Цифровизация нефтегазового месторождения и кадровый потенциал // Нефть. Газ. Новации. – Самара, 2018. – № 12. – С. 24-28.

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО СЕКТОРА ЭКОНОМИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Тюркина Е.Д.
Томский политехнический техникум, г. Томск, Россия

Актуальность процесса цифровизации экономики становится глобальной задачей всего мирового сообщества и сообщества России, в частности. Такие направления модернизации экономики как оптимизация производственного процесса, усовершенствование технологического процесса и внедрение программы бережливого производства приводят к снижению затрат. Нефтегазовая отрасль экономики РФ является одной из наиболее технологичных отраслей. Высокая конкуренция нефтегазовых предприятий внутри страны и на международном рынке требует от производителей постоянной работы над улучшением технологического процесса, применением нового и современного оборудования. Предприятия данного направления достигли определенных успехов в этой работе.

Последние тенденции изменения в развитии экономики страны и пандемия в частности, привели к изменению курса улучшений, связанных с цифровизацией отрасли. Базой для таких изменений послужили новые разработки IT-технологии, а пандемия послужила катализатором для запуска процесса внедрения этих достижений в работу предприятий, так же этому способствовала Государственная программа «Информационное общество». Целью программы является обеспечение качественными и доступными услугами связи и доступа к информационно-коммуникационной инфраструктуре в том числе универсальным услугам связи, в соответствии с требованиями нормативных правовых актов в области связи, создание глобальной конкурентоспособной инфраструктуры передачи данных на основе отечественных разработок.

Большинство нефтяных месторождений охватывает тысячи квадратных километров, большая часть которых находится в труднодоступных местах или обладает трудноизвлекаемыми запасами. Поэтому нефтяным предприятиям, как никогда, необходима оцифрованная инфраструктура высокой надежности, которая обеспечивала бы повышенную производительность и безопасность и контролировала бы многочисленные используемые в нефтегазовом деле устройства по всему месторождению.

Именно поэтому в последние годы нефтяные компании во всем мире все больше управляют своими нефтяными месторождениями за счет использования «интеллектуальных» технологий. Они зарекомендовали себя мощным инструментом обеспечения безопасности осуществляемых при разработке нефтяных операций и увеличения производительности труда, а также экономической эффективности. Используемые технологии предусматривают улучшение всех стадий рабочего процесса за счет оперативного получения производственных

данных, связанное с передовой аналитикой («Интернет вещей»), что облегчает более полное и эффективное освоение нефтяного месторождения.

Термин «новые производственные технологии» или «передовые производственные технологии» включает в себе технологии и технологические процессы, а также машины, аппараты, оборудование и приборы, основанные на микроэлектронике или управляемые с помощью компьютера и используемые при проектировании, производстве, обработке или доставке произведенной продукции [2, 5].

При этом новыми технологиями в России или за рубежом считаются технологии, не имеющие, соответственно, национальных или зарубежных аналогов. А принципиально новыми считаются технологии, созданные впервые, также не имеющие национальных или зарубежных аналогов, но кроме этого – обладающие качественно новыми характеристиками, отвечающими всем существующим требованиям современного уровня или превосходящими его [2]. Они базируются на крупных пионерных или (и) высокорезультативных изобретениях.

Именно передовые производственные технологии определяют дальнейшее развитие и появления новых рынков, а также являются основной движущей силой “цифровой” революции [1, 6, 7]. К этим технологиям относят «интеллектуальную/умную» технологию.

В общем случае, в процессе эксплуатации «интеллектуальных» технологий напроизводстве должны быть охвачены следующие элементы [13]:

контуры управления (от оперативного и регулярного до стратегического иситуационного управления);

сферы управления (финансовыми, трудовыми, производственными иматериально-техническими ресурсами, а также клиентами, поставщиками и т. п.);

бизнес-процессы предприятия (основные, обеспечивающие, управленческие,инвестиционные и т. д.);

функциональные подсистемы корпоративной системы менеджмента;

уровни управления (корпорации, дочерние предприятия, структурныеподразделения);

цели управления (снижение производственных, финансовых, экологических и других издержек и рисков, повышение надежности и эффективности работы производственной системы, совершенствование системы менеджмента качества и т. д.);

профессиональные роли сотрудников и рабочие места.

Так, к основным технологическим трендам современной промышленной революции (получившей название Индустрия 4.0) в настоящее время относят [15]:

«Интернет вещей»;

Межмашинные коммуникации;

Моделирование и прогнозирование на основе продвинутой аналитики итехнологий big data;

«Облачные» и «Туманные» вычисления, а также хранение данных;

Роботизация производства;

Аддитивное производство;

Когнитивные технологии;

Усовершенствованные человеко-машинные интерфейсы;

Компьютерную имитацию оборудования, материалов и технологий;

Дополненная реальность;

«Интеллектуальные» датчики;

3D-печать.

Основные движущие силы происходящей «цифровой» революции – это повсеместное распространение элементов и устройств вычислительной техники, прежде всего: персональных компьютеров [5], всеобъемлющего проникновения Интернета, а также массового применения разнообразных персональных портативных коммуникационных устройств.

Результатом «цифровой» революции является повсеместный переход к «цифровой» экономике (Digital Economic), практические принципы которой заключены в концепции, получившей название «Индустрия 4.0» [16].

Таким образом, современное «цифровое» общество появилось в результате широкого развития мобильных сервисов, Интернета и «цифрового» телевещания, которые, в свою очередь, стали результатом достижений в сфере полупроводников, телекоммуникаций, дисплеев и других разновидностей информационных технологий.

При этом, концепция Индустрии 4.0 предусматривает «цифровизацию» и интеграцию всех процессов жизненного цикла производимых продуктов [15]: начиная от процесса разработки и заканчивая процессами их логистики и сервиса. В соответствии с концепцией «Индустрии 4.0» каждый выпускаемый продукт должен иметь свой «цифровой» образ, т. е. вся информация о нем – чертежи и технология производства, правила эксплуатации, техобслуживания и утилизации – должна быть оцифрована и доступна для считывания устройствами и людьми [15].

Необходимо отметить, что данные обо всех протекающих процессах, этапах производства, деталях, сборочных узлах и получаемых на производстве продуктах должны быть доступны авторизованным пользователям в режиме реального времени в рамках единой «цифровой» сети [4, 8].

В частности, «Индустрия 4.0» предполагает обязательный обмен данными между всеми участниками, которые задействованы в производственной цепочке [15]: специалистами предприятия, оборудованием, ERP-системами, роботами, продуктами и т. д.

Для этого такие производственные системы объединяют аппаратную часть, технологическое оборудование и логистические системы. При этом весьма важным моментом является непрерывный обмен производственной информацией между всеми соответствующими элементами киберфизической системы, посредством технологии «Интернет вещей» [16].

Кроме этого, необходимо отметить, что в обеспечении «цифровых» нефтегазовых технологий обычно задействованы весьма большие массивы различных нефтегазовых данных (BigOilData – BOD). Так, в мире ежедневно

генерируется 2,5 эксабайт (1018 байт) новых данных [14]. Доля же нефтегазовых данных в них достигает 10 %. При чем 4/5 этой информации (сейсмическая, геофизическая, промысловая, финансовая, отчетная и др.) зачастую находится в неструктурированном виде.

В результате наиболее эффективной технологией для обработки и хранения информации стал «Облачный» сервис (англ. cloud storage) – такая модель онлайн-хранилища, в котором обширные производственные данные хранятся на многочисленных распределенных в сети серверах, предоставляемых в пользование клиентам. Эти данные хранятся и обрабатываются в так называемом «облаке», которое представляет собой один большой виртуальный сервер. Физически же такие серверы могут располагаться даже на разных континентах.

Такая среда взаимодействия обеспечивает мгновенный обмен собранной производственной информацией между авторизированными участниками производства, что оказывает прямое влияние на качество принятия профессиональных решений, а значит, гарантирует отсутствие простоев и значительное уменьшение количества аварий.

В результате крупные нефтяные компании по всему миру переходят к применению «цифровых» технологий [19]: Shell и Total используют роботов, Chevron и Shell – дроны, Statoil– 3D-визуализацию, Chevron при помощи видеоаналитики выявляет возникновение протечек на нефтепроводах, а в BP реализуется масштабный проект, связанный с применением на морских добывающих платформах промышленного Интернета вещей.

В различных нефтяных компаниях имеются свои названия специальных проектов, которые можно отнести к категории «умное/интеллектуальное» производства [13]:

«умные» скважины – Smart Wells (Schlumberger);

«умные» операции – Smart Operations (Petoro);

«интегрированные» операции – Integrated Operations (Statoil, OLF);

«электронное» управление – eOperations (North Hydro);

«управление в режиме реального времени» – Real Time Operations (Halliburton);

«правильное» направление – eDrift (OD);

«интегрированная модель управления активами» – Integrated Asset Operation Model (IAOM), ADCO;

«умное» месторождение – Smart Field (Shell);

«интеллектуальное» месторождение – i-field (Chevron);

«месторождение будущего» – Field of the future (BP);

«цифровое» нефтяное месторождение будущего – Digital oil field of the future DOFF (CERA);

оптимизация «интеллектуального» месторождения и удаленное управление – Intelligent Field Optimisation and Remote Management/INFORM (Cap Gemini) и другие.

Отсюда вытекает потребность во внедрении на предприятиях нефтяной отрасли так называемых «интеллектуальных» технологий. Они необходимы в первую очередь для того, чтобы максимизировать продуктивность использования растущего фонда скважин, сократить эксплуатационные расходы, а также ускорить добычу и увеличивать её объемы [13].

Использование производственных данных в режиме реального времени позволяет нефтегазовым «цифровым» компаниям достичь следующих целей (табл. 2) [16]:

расширения сырьевой базы предприятия (рис. 8);

увеличения показателей извлечения и объемов добычи нефти;

уменьшения числа всех типов аварийных инцидентов (включая утечки и выбросы);

повышения производительности предприятий и безопасности персонала;

совершенствования операционной деятельности в области добычи, транспортировки и переработки нефти и газа, а также на различных буровых и нефтеперерабатывающих предприятиях (как в стационарных, так и полевых условиях).

К основным показателям, определяющим экономическую целесообразность всех затрат, приходящих на разработку нефтяных месторождений, а также на дальнейшее внедрение и последующую эксплуатацию на нефтепромыслах «интеллектуальных» технологий относят [2]:

годовой экономический эффект;

прирост прибыли;

срок окупаемости капитальных вложений.

Таблица

Преимущества «интеллектуальных» технологий [9]

Показатели	**Технологии управления месторождения**		
	Традиционная – автоматизированная (активное управление)	**Цифровая (реактивное управление)**	**Интеллектуальная (проактивное управление)**
Прирост добычи нефти, %	1,0	4,0	10,0
Прирост запасов нефти, млрд т	5,0	10,0	15,0
Прирост КИН, %	1.0	5.0	10.0
Удельные затраты на автоматизацию, % от выручки или т	0,5-1,0	1,0-2,0	2,0-4,0
Снижение удельной себестоимости добычи нефти, %	2,0	5,0	15,0
Рост производительности труда, %	1,0	5,0	10,0

При этом необходимо отметить, что повсеместное внедрение «интеллектуальных» технологий, по оценкам экспертных организаций, позволит увеличить общемировую нефтеотдачу с 30 до 50 % [9].

Экономическая эффективность при использовании «интеллектуальной» нефтегазодобычи может быть достигнута путем увеличения текущей добычи нефти и газа, которая в своей очередь может быть достигнута при [2]:

уменьшении числа простоев фонда нефтедобывающих скважин;

сокращении потерь нефти, газа и воды (на основе оптимизации режимов сепарации, обезвоживания, обессоливания и раннего обнаружения порывов системы нефтегазосборных сетей);

полной оптимизации процесса нефтедобычи.

Расчеты, проведенные Vygon Consulting, свидетельствуют о том, что в России к 2030 году цифровые технологии, улучшая эффективность геологоразведки и скорость внедрения методов увеличения нефтеотдачи и технологий разработки трудноизвлекаемых запасов, способны добавить к текущему уровню добычи около 155 млн тонн нефти, с лихвой компенсировав объем выпавшей к тому времени добычи на истощенных многолетней эксплуатацией месторождениях.

По оценкам специалистов, за счет развития всех технологий технически извлекаемые запасы могут вырасти на 35%, а себестоимость — снизиться на 25%. компания Accenture выяснила, что 36% нефтедобывающих компаний мира сейчас активно используют технологию Big Data, еще 38% намерены взять ее на вооружение в ближайшие 3–5 лет. Даже после обвала цен на нефть большинство нефтяных компаний мира не отказались от планов внедрения цифровых технологий и не стали экономить на этом направлении.

Применение передовых аналитических методов в процессах переработки нефти приносит значительные экономические выгоды. на примере одного из реализованных в России проектов специалисты EY наглядно демонстрируют преимущества использования концепции IIoT (Industrial Internet of Things, промышленный интернет вещей), сутью которой является моделирование данных с применением нейронных сетей и методов машинного обучения. на установках атмосферной и вакуумной перегонки одного из российских НПЗ использование этого инновационного решения позволило улучшить качество прогнозирования на 15% и повысить точность достижения ожидаемого результата до 90%.

Компания Wood Mackenzie оценивает эффект цифровизации на 10 крупнейших проектах добычи в $20 млрд долларов США, или 40% суммарного чистого приведенного дохода проектов (net present value, NPV). Этот эффект достигается как за счет увеличения объемов добычи (более ранняя нефть, увеличение извлекаемых запасов), так и за счет снижения операционных и капитальных затрат. компания General Electric оценила ожидаемый суммарный эффект от внедрения цифровых технологий в 220 млрд долларов сша на горизонте до 2035 года. по мнению компании, отрасль может ежегодно экономить порядка 2 млрд долларов США только за счет оптимизации управления основным оборудованием.

Литература

1. Абишев А.А., Воробьев А.Е., Тчаро Х. Перспективы цифровизации нефтяной отрасли Казахстана // Вестник АУНГМ – Казахстан, 2018 – 1 (45), С. 37-46.
2. Бахтурин Г.И., Логунов А.Б., Миронов Н.А. Новые производственные технологии: взгляд экспертов научно-технической сферы // Инноватика и экспертиза. – Москва, 2016 – Выпуск 3 (18)
3. Беспроводные технологии в «цифровом» нефтегазовом промысле [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://controleng.ru/besprovodny-e-tehnologii/tsifrovoe-mestorozhdenie, свободный
4. Воробьев А.Е., Ляшенко В.И. Автоматизированная система обработки и анализа изображений и сигналов управления горными работами // Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр. – Усть- Каменогорск: ВКГТУ, 2012. — 164 с.
5. Воробьев А.Е., Ляшенко В.И. Компьютерное моделирование и цифровая обработка анализа изображений и сигналов управления горными работами // Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр – Москва, 2012. –. С. 295-296.
6. Воробьев А.Е. Программа развития науки и инноваций в Атырауском университете нефти и газа. – Германия: Изд-во Lambert Academic Publishing. Mauritius, 2017. – 130 с.
7. Воробьев А.Е., Тчаро Х. Цифровизация нефтяной отрасли Казахстана // Проблемы недропользования. – Екатеринбург, 2018. – № 1 (16)., С. 66-75.
8. Воробьев А.Е., Янкевский А.В., Нуршина А.Р. Автоматизация производственныхпроцессов на горнодобывающих предприятиях с использованием спутниковых технологий // Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр. – Москва, 2011. – С. 262-264.
9. Гулулян А.Г. Оценка экономической эффективности использования технологий цифровых месторождений при принятии управленческих решений в нефтегазовом производстве: автореферат дис канд э. наук. М., 2017. 25 с.
10. Демченко С.А., Казарова А.В. Внедрение технологии цифрового месторождения как новый виток в развитии и применении информационных технологий в нефтегазовой отрасли // Интеллектуальные и информационные технологии в формировании цифрового общества. – СПб, 2017. – С.118-122.
11. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А. Современная НТР и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом, – Москва, 2016– №2 (24), С. 13-19.
12. Еремин Н.А., Абукова Л.А., Дмитриевский А.Н. Цифровая модернизация газового комплекса // Актуальные вопросы разработки и внедрения малолюдных(удаленных) технологий добычи и подготовки газа на месторождениях ПАО. – Светлогорск, 2017. – С. 9-20.
13. «Газпром». Доклады заседания секции «Добыча газа и газового конденсата». Научно-технического совета ПАО «Газпром». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.researchgate.net/publication/338375918_Materialy_NTS_2017_Aktualnye_voprosy_razrabotki_Optimizacia_processov_dobyci_pri_primenenii_tehnologij_udalennogo_upravlenia_mestorozdeniem, свободный

14. Жданюк А.Б., Череповицын А.Е. Оценка возможности применения интеллектуальных технологий нефтегазовыми компаниями // Неделя науки СПбПУ. Институтпромышленного менеджмента, экономики и торговли. Ч. 1. – СПб, 2017. – С. 33-35.
15. Иванова Н., Онищенко И. Информационная революция в нефтяном бизнесе // Мировая экономика и международные отношения – Москва, 2008. – 11., С. 52-60.
16. Щетинина Н. Ю. Индустрия 4.0: практические аспекты реализации в российских условиях // Модели, системы, сети в экономике, технике, природе и обществе. – Пенза, 2017. – 1(21). С. 75-84.
17. Reinhard Geissbauer, Stefan Schrauf, Philipp Berttram, Farboud Cheraghi. Digital Factories 2020 Shaping the future of manufacturing // www.pwc.de, 2017.

С Е К Ц И Я 19

ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО (ДОКЛАДЫ НА АНГЛИЙСКОМ И НЕМЕЦКОМ ЯЗЫКАХ)

COMPARATIVE ANALYSIS OF PROGRAMS FOR ASSESSING THE RISK OF STUCK DRILL PIPES IN AN OIL AND GAS WELL

Al-Shargabi M.A.T.S., Al-Musai A.H.A.
Scientific advisor associate professor Kovalev A.V.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia
Petronas Technological University, Ipoh, Malaysia

In recent years, research has been carried out on the problems and solutions of drilling engineering through programs for analyzing the risks of stuck drill pipes, for instance, in Yemen, according to 2018 analysis by the SEPOC tate-owned company Safer, as seen in Figure 1, pipe stuck problems accounted for 29% of the unplanned time when drilling 206 wells; this unplanned time is 25% of the drilling time and a loss of 100.0 million dollars. Developed an engineering knowledge methodology, ME Hossain and MR Islam (2018), present several case studies to show the significance of signals identified for field applications and establish a description of the observations found before and after the problem occurred the sticking of the drill string is understood as the impossibility of lifting it out of the well under technically permissible tension or compression. Ultimate loads are limited by the strength of the material of drill pipes or other weakest elements of the string, lifting equipment, tackle equipment and derrick. The tightening of the drill string during its lifting is understood as a significant increase in the load on the hook, at which, according to technical standards, it is allowed to lift the drill string [1].

During drilling there are indications that can be related to the cause and effect of certain problems and complications, these signals occur before the failure and can be corrected before a dangerous situation; occurs and the failure can be avoided. Thus, to associate these signals with the most likely type of problem, the FMEA and ARIMA methods were used, similarly for the purpose of predicting complications based on the identified signals.

The main types of programs for analyzing the risks of stuck drill pipes are:

- Fault tree analysis
- Event tree analysis
- Failure mode and effects analysis (FMEA)
- Failure modes, effects, and criticality analysis (FMECA)
- Autoregressive integrated moving average(ARIMA) [3].

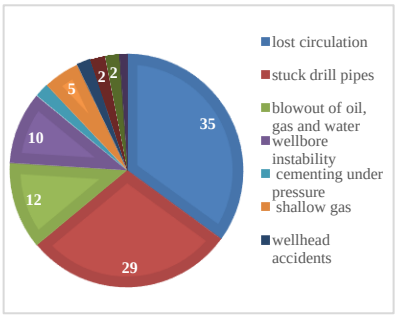


Fig.1. Distribution of well accidents in Yemen

Programs analysis

From the critical analysis in the table, we can say that the FMEA and ARIMA programs are effective for analyzing the possibility of errors before the different types of problems of stuck pipes while drilling. In table 1 is shown a comparative analysis of these methods for four selected indicators [4].

The estimated prices of the software for risk analysis for all methods of the companies “Kwantis” and “APIS Information’s technologies” [2].

Table 1

Comparative analysis of selected methods

Types of risk analysis program	Cost, Th $	The complexity	Applicability to the original conditions	Information update time, s
Fault tree analysis	3,5	High	Yes/for EOR	+
Event tree analysis	3,5	High	Yes/ for EOR	+
Failure mode and effects analysis (FMEA)	50,0	Low	Yes/Used	+
Failure modes, effects, and criticality analysis (FMECA)	50,0	Average	Yes/Checkout	+
Autoregressive integrated moving average(ARIMA)	14,0	High	Yes/Used	+

ARIMA has its drawbacks such as it needs a special individual programming for each filed and in case something wrong happened in programs only the ARIMA company can handle it. However, this does not mean that this model should be abandoned and only exponential smoothing models should be used in forecasting. FMEA allows more effective quality and safety of the objects at the design stage by identifying potential failures with high criticality [4].

Functional principle of FMEA method

The complications of stuck drill pipes were divided into 7 subcategories depending on the type of cause. In addition, 33 signs were identified associated with the cause and effect of certain complications. For the analysis of wells KHRIR-1-40 and KHRIR-1-34, 12 indicators were assessed, associated with the type of stuck pipes due to unconsolidated formations and due to sedimentation of cuttings. These indicators identified attributes allow the selection of the drilling parameters most associated with the problem (ROP, WOB, torque and RPM) and were analyzed using the ALEX DRILLING office model. Two predictions were made: the green line is the optimal behavior that the well should have based on the historical data of the KHRIR-1-34 well, where it was in the past, and the red line predicts the expected behavior of the KHRIR-1-40 well. The differences between the predicted values for the ROP have been calculated to determine the extent to which these changes should be precautionary and take necessary action. Changes in the values of the two predictions determine the level of risk, for example, for ROPs, when values greater than 3 are observed, corrective action must be taken as this poses a high risk, when values are in the range of 1 to 3, preventive action must be taken and values less than 1 do not pose a significant risk [4,5]

Table 2

ROP deviation calculation

			Prediction		Changes
Steps	Время (min)	ROP fact	ROP self-correcting.	ROP c25	
5.5	30	36.1	38.1	38.8	1.02
26	60	31.4	38.1	39.3	1.03
26.5	90	37.3	38.1	39.6	1.04
27	120	42.8	38.1	39.8	1.04
27.5	150	29.4	38.1	39.9	1.05
28	180	30.5	38.1	40.0	1.05
28.5	210	31.6	38.1	40.0	1.05
29	240	32.7	38.1	40.1	1.05
29.5	270	22.3	38.1	40.1	1.05
30	300	10.7	38.1	40.1	1.05
30.5	330	10.7	10.7	40.1	3.75
31	360	10.6	10.7	40.1	3.75
31.5	390	10.5	10.7	40.1	3.75
32	420	10.4	10.7	40.1	3.75
32.5	450	11.6	10.7	40.1	3.75
33	480	13.2	10.7	40.1	3.75
33.5	510	16.9	10.7	40.1	3.75
34	540	21	10.7	40.1	3.75
34.5	570	25	10.7	40.1	3.75
35	600	29.1	10.7	40.1	3.75
35.5	630	13.8	30.2	40.1	1.33
36	660	19.4	31.2	40.1	1.29
36.5	690	20.1	31.9	40.1	1.26
37	720	18.4	32.5	40.1	1.23
37.5	750	16.7	33.1	40.1	1.21
38	780	17.8	33.5	40.1	1.20
38.5	810	21.3	33.8	40.1	1.19

Table 3

Risk alerts

Risk level		
calculated change	low	middle
ROP	< 1	1 - 3
TORQUE	< 0.96	0.96 -1.05
INCL	< 0.9	0.9 - 1

Thus, it is possible to create alarms and predict the level of risk every 30 minutes in order to avoid problems with stuck pipes.

Structural cause and effect relationships were created for each of the traits, these relationships are quantified based on severity, appearance and detection using the FMEA method. Application of the FMEA method and ARIMA model can

reduce the risk of pipe sticking, which will reduce the unplanned drilling time for the well KHRIR-1-40 by 63% (451 hours) and save more than one million dollars in unplanned downhole time.

It can be concluded that it is more profitable for drilling companies to purchase the FMEA method, since, despite the fact that it can be used more expensively at all of the company's fields, instead of the ARIMA model, it is more economical, but it must be purchased for each field for which it will be implemented. Both methods reduce the risk of sticking problems, which can save the company $ 1,658,633.68 over two years of use [4].

References

1. Khasanov R. A., Optimization of drilling horizontal wells. // OOO Bashneft-Polyus 2013. // electronic resource: http://www.up-pro.ru/print/library/production_management/optimization/burenie- skvazhin.html
2. Software ID3, Advanced analytics for drilling operations, Kwantis // electronic resource: https://www.kwantis.com/id3.
3. Software IQ, FMEA (all Standards) & DRBFM Editors, APIS Informationstechnologien GmbH // электронный ресурс: https://www.apis-iq.com/software/solutions/.
4. Frank Langlo, Application of reliability centered maintenance on a drilling system. // Faculty of Science and Technology-Stavager 2014. // https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs11771-014-2190-2. P-31.
5. Group working project Total Construction of a directional well according to the project No. KHARIR-1- 40 and KHRIR-1-34 of the field" 2014.

PREDICTING THE YIELD OF TARGET PRODUCTS AND COKE FROM THE CATALYTIC CRACKING PROCESS UNDER CONDITIONS OF VARYING FEEDSTOCK COMPOSITION

Arkenova S.B.[1], Nazarova G.Y.[1], Oreshina A.A.[1], Kaliyev T.A.[1,2]

Scientific advisor professor E.N. Ivashkina E.N.[1]

[1]National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

[2]Pavlodar oil chemistry refinery LLP Pavlodar, Kazakhstan

Catalytic cracking is considered one of the main processes in the refining industry for the production of high quality components for motor fuels and rich in propane-propylene and butane-butylene fractions wet gas. Currently, catalytic cracking involves various raw materials (vacuum and atmospheric gas oils, heavy residues of secondary refining processes, etc.), depending on the type of which, the technologies and process catalysts differ significantly. The processing of heavy feedstock with a high content of aromatic hydrocarbons, resins and heavy metals leads to an increase in the amount of coke formed on the catalyst surface, thereby affecting the heat balance of the "lift-reactor-regenerator" system and, as a consequence, to the formation of a low yield of gasoline fractions and gas. Thus, to simulate the process adequate, mathematical models should take into account the constantly changing group composition of the processed raw materials [1]. At the same time, the creation of an adequate model of catalytic cracking is complicated by the difficulty of identifying groups of hydrocarbons and the lack of analyzes to determine the group composition of feedstock in refinery laboratories. Thus, the development of a methodology for the relationship of such parameters as regular physical properties (fractional composition, density, viscosity) with the component composition of feedstock is relevant.

The purpose of this work is to develop an algorithm for calculating the group composition of vacuum gas oil based on its physical properties and to study the effect of the group composition of feedstock on the yield of target products and coke in catalytic cracking technology using a mathematical model of the process.

As a result of the performed numerical and experimental studies, a method was developed for calculating the group composition of vacuum gas oil based on the relations between the physical parameters of oil product [2]. The calculation error does not exceed 3%. The empirical formulas for determining the molecular weight and refractive index used in the calculation take into account the degree of paraffin content of fraction [3]:

$$MW = (7K - 21{,}5) + (0{,}76 - 0{,}04K)T_{av.m.} + (0{,}0003K - 0{,}00245)T_{av.m.}^2$$

$$n_D^{20} = 2{,}1500 - 10^{(\lg MW - 1{,}9939436 - 0{,}0019764 * T_{av.m.})},$$

where MW – molecular weight of fraction, g/mol., n_D^{20} – refractive index of fraction at 20 °C, $T_{av.m.}$ - average molar boiling point, °C; K - characteristic factor:

$$K = \frac{1{,}216\sqrt[3]{T_{av.m.}}}{\rho},$$

where $T_{av.m.}$ - average molar boiling point, °K; ρ – density of fraction at 15 °C, g/cm^3.

The developed technique is based on a system of three equations:

$$\begin{cases} x_p + x_N + x_{A+R} = 1 \\ 1{,}048 \cdot x_p + 1{,}03 \cdot x_N + 1{,}07 \cdot x_{A+R} = Ri \\ 0{,}74 \cdot x_p + 0{,}89 \cdot x_N + 0{,}95 \cdot x_{A+R} = VGC \end{cases}$$

The first equation is the molar balance of the group composition of vacuum gas oil, the second and third equations are additive law for refractivity intercept (Ri) and viscosity gravity constant (VGC). Determination of the group composition of heavy fractions on the basis of viscosity gravity constant and refractivity intercept was proposed by the authors in [4]. The

values of the average refractivity intercept of paraffins, naphthenes and aromatic hydrocarbons were 1,048, 1,03, 1,07, and their values of the average viscosity gravity constant were 0,74, 0,89, 0,95, respectively.

The system of equations is solved by Cramer's method with respect to X_P, X_N and X_{A+R} and the following expressions were obtained to calculate the molar concentration of hydrocarbon groups:

$$\begin{cases} x_p = -3{,}70056 + 8{,}474576 \cdot Ri - 5{,}6497 \cdot VGC \\ x_N = 28{,}7853 - 29{,}6610 \cdot Ri + 3{,}1073 \cdot VGC \\ x_{A+R} = -24{,}0847 + 21{,}1864 \cdot Ri + 2{,}54237 \cdot VGC \end{cases}$$

The final step in calculating the group composition is the conversion of the molar fractional concentration of hydrocarbon groups into a mass percentage, knowing their average molecular weight.

The group composition calculating module is programmed into the kinetic model of catalytic cracking, which will make it possible to predict the yield and quality of cracking products, including the mass of coke formed on the catalyst surface when the composition of the processed feedstock changes. The software implementation is made in Python (Fig. 1).

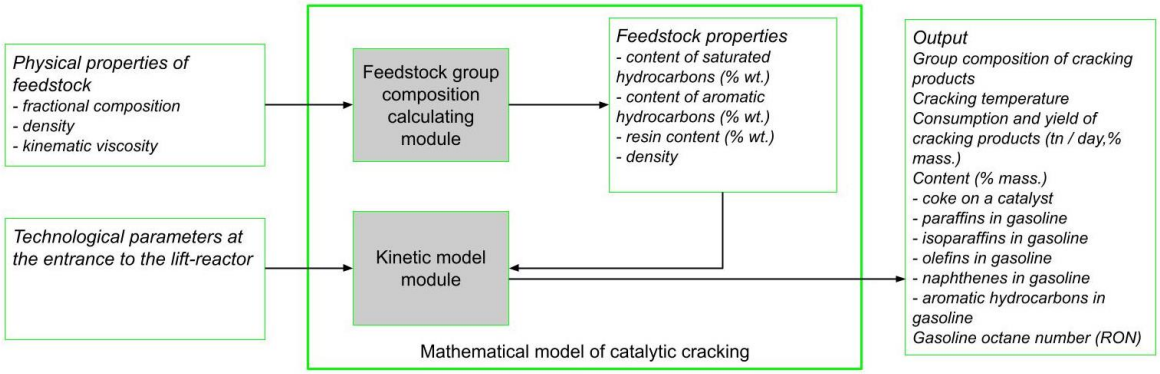


Fig. 1 Scheme for calculating the yield of cracking products and coke with a change in the composition of feedstock

Using the developed kinetic model based on a group approach, four samples of catalytic cracking feedstock were studied (Table 1).

Table 1

Calculated values of saturated, aromatic hydrocarbons and resins concentrations in vacuum gas oil

Group composition	Feed 1	Feed 2	Feed 3	Feed 4
Saturated hydrocarbons,% wt	75,4	64,0	55,5	50,1
Aromatic hydrocarbons,% wt	22,5	33,3	41,3	46,0
Resins,% wt	2,1	2,7	3,2	3,9

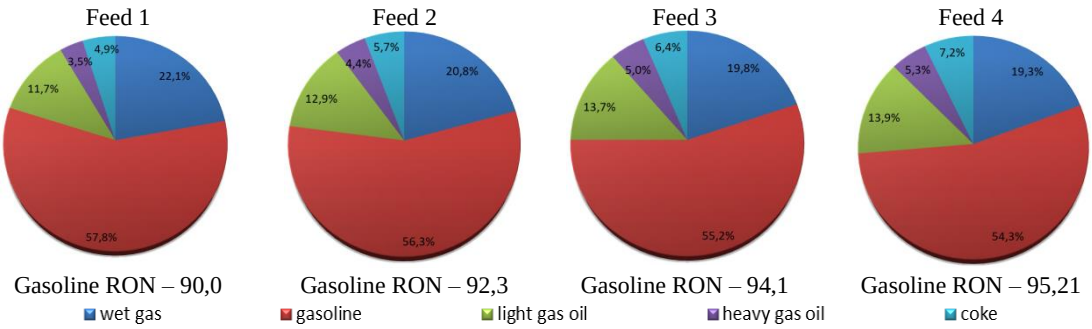


Fig. 2 The yield of products and coke depending on the composition of the feedstock of catalytic cracking

In accordance with Figure 2, with an increase in the concentration of paraffinic and naphthenic hydrocarbons in the feed from 50.1 to 75.4% wt. the output of gasoline increases from 54.3 to 57.8% wt. and gaseous products from 19.3 to 22.1% wt. A high content of aromatic hydrocarbons (46% wt.) and resins (3.9% wt.) in feed 4 contributes to a high rate of the coke formation reaction up to 7.2% wt., which leads to a decrease in the activity of the catalyst and the degree of conversion of feedstock and an increase in the production of heavy products: light (13.9% wt.) and heavy (5.3% wt.) gas oil. At the same time, the high content of aromatic hydrocarbons contributes to the high octane number of cracked gasoline.

The development and application of the methodology for group composition calculating in combination with kinetic model of catalytic cracking ensures the sensitivity of the model to the composition of the feedstock when predicting the effective

operating modes of the reactor-regenerator unit without the need for long experiments, which makes it possible to flexibly respond to changes in the composition of feedstock and market demand for oil products.

References

1. Doronin V.P., Lipin P.V., Sorokina T.P. Effect of process conditions on the composition of products in the conventional and deep catalytic cracking of oil fractions // Catalysis in Industry. – 2012. – V.4. N2. – P.100–104.
2. Sadeghbeigi R. Fluid Catalytic Cracking Handbook. An Expert Guide to the Practical Operation, Design, and Optimization of FCC Units (3rd Edition). – Oxford: Butterworth-Heinemann, 2012. – 352 p.
3. Moiseev A. V. Calculation methods for determining the physical and chemical properties of hydrocarbon systems, oil and oil products: Examples and tasks: a tutorial / A. V. Moiseev. - Komsomolsk-on-Amur: GOUVPO "KnAGTU", 2010. - 179 p. (In Russian)
4. Riazi M. R., Daubert T. E. Prediction of the Composition of Petroleum Fractions // Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev. – 1980. – Vol. 19. – P. 289–294.

IMPROVING THE EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING THROUGH FRACTURE GEOMETRY MODELLING

Baffuor P.

Scientific advisor professor Zyatikov P.N.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Hydraulic fracturing is considered to be one of the most used methods of enhancing oil recovery in Russia and beyond. It involves the creation of tensile cracks known as hydraulic fractures at specific intervals in the wellbore to increase hydrocarbon access in the reservoir.

These fractures are characterized by their height (*h*), length (*x*) and width (*w*). The ratio between the area of a fracture and that of an open hole wellbore is calculated using the formula below:

$$\frac{4x_f h}{2\pi r_w h} \approx \frac{x_f}{r_w} \qquad (1)$$

Where x_f – fracture half-length, r_w – wellbore radius and h – fracture height.

Fractures are longer than the radius of the wellbore in which they are created, as well as the fracture area in contact with the reservoir rock compared to the area of the wellbore.

Mechanical Properties

In-situ stresses and the stress profile of a formation are necessary parameters needed in confining a fracture treatment in the productive interval during its design. The in-situ stresses control fracture orientation that is vertical and horizontal, its azimuth, height growth, width, treatment pressure and fracture conductivity.

Fractures grow perpendicular to the direction of the minimum in-situ stress; thus, stress direction can affect well-placement and spacing decisions [1]. The figure below illustrates the effects of stresses on fracture propagation.

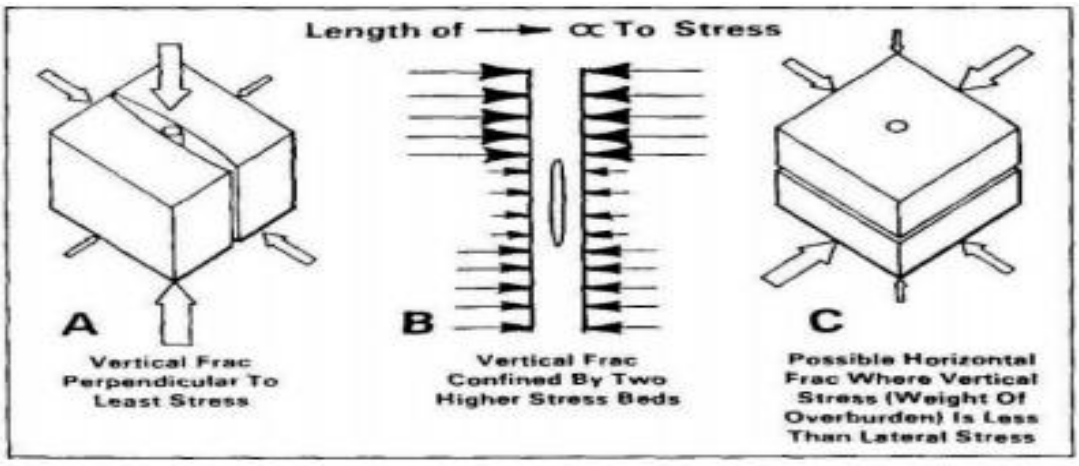


Fig. 1 Effect of stress field on fracture propagation (John L. Gidley, 1990)

Fracture Models

The different kinds of hydraulic fracture models, necessary for calculation of the fracture geometry include:

- **2D Models:** Perkins-Kern Nordgren (PKN), Khristianovich- Geertsma-DeKlerk (KGD)
- **Pseudo-3D Models:** MFRAC, StimPlan, e-StimPlan and FracCade
- **Lumped Parameter Models:** FracPro, FracPro-PT
- **3D Models:** GOHFER, N-StimPlan, Terra-Frac

The fracture for PKN models has the shape of ellipse, where its height is constant and the fracture length (x) is significantly larger than the fracture width ($2x_f > h_f$). 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 as in equation (2) (Lamb, 1932):

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{64q\mu}{\pi h_f w^3} \quad (2)$$

where p –pressure, x – distance along the fracture, and μ – fluid viscosity.
The PKN width equation is shown in equation (3) below:

$$w_{w,o} = 3.27\left(\frac{\mu q_i x_f}{E'}\right)^{1/4} \quad (3)$$

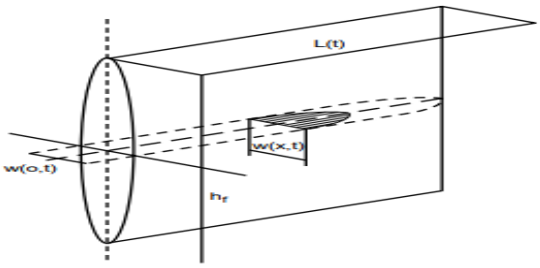


Fig.2 PKN geometry for 2D fracture [2]

For the Khristianovich and Zheltov fracture geometry model, the horizontal plane strain assumption is relevant for short fractures with length significantly lower than height, i.e. $2x_f < h_f$. Other assumptions include:

i. The formation is an infinite, homogeneous, isotropic, linear elastic medium characterized by Young's modulus E, Poisson's ratio ν and fracture toughness K_{IC}.

ii. 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.

iii. The fracture tip is a cusp-shaped.

The formula below is the KGD width equation and it is calculated by:

$$w_w = \left(\frac{336}{\pi}\right)^{1/4}\left(\frac{\mu q_i x_f^2}{E' h_f}\right)^{1/4} = 3{,}22\left(\frac{\mu q_i x_f^2}{E' h_f}\right)^{1/4} \quad (3)$$

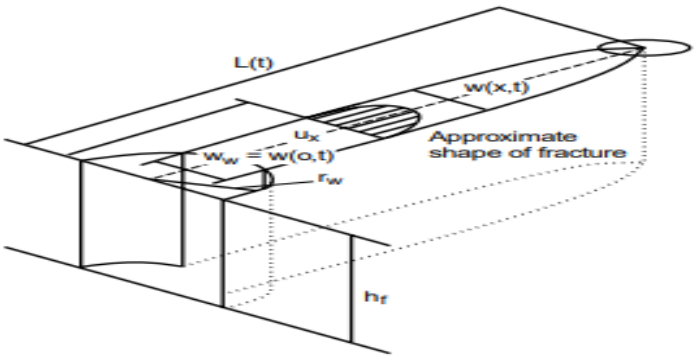


Fig. 3 KGD geometry for 2D fracture [1]

Pseudo-3D and 3D Models

P-3D models modify the 2D PKN models by idealizing fracture growth in formations with multiple layers. The term "pseudo" is given to them because they do not take into consideration the variation of fracture geometry in a three-dimensional space. Common fracture growth models used in commercial fracturing simulation software are the Pseudo 3D and Planar 3D models. Pseudo 3D models are divided into two types: Lumped P3D [3] and Cell-based P3D [2].

Lumped P3D models are parametric, and the result of modeling the geometry of the hydraulic fracture with they normally have a convex fracture profile, consisting of two semi-ellipses. The advantage of Cell-based P3D models is that they allow to numerically solve the elasticity equation in separate cells into which the fracture is divided along the length, as well as to simulate one-dimensional transfer of the mixture of fluid and proppant.

Models of the Planar 3D class are more complex from a mathematical point of view, but more perfect from the point of view of physical formulation [5]. Available simulators for P-3D and 3D models are FracPro, Fracade, GOHFER and others.

Fracture Geometry Simulation for Field X

Modeling an "optimal" hydraulic fracture requires a multidisciplinary approach to data collection, data evaluation and evaluation of reservoir properties, including its lithological structures. A seismic log data from Field X was analyzed and entered into the simulation program FracPro. Table 3 shows the fracture design parameters and criteria used to simulate the desired fracture length of 100 m. The proppant used is Yixing LT and the fluid injection rate is 4 m^3 / min.

Table 1

Fracture design and criteria parameters

Slurry Fluid	HL_2% KCL
Proppant Type	Yixing-Lt2040
Desired Fracture Length (m)	100,00
Injection Rate (m3/min)	4,0
Pumping Rate (m^3/min)	4,00
Min Conc for Propped Frac (kg/m^2)	0,98
FcD Goal	10,0
Fracture Half-Length Increment (m)	9,14
Max TSO Net Pressure Increase (MPa)	6,89
Max Proppant Concentration (kg/m3)	2 397
Multiple Fracs Considered Conductive (%)	100

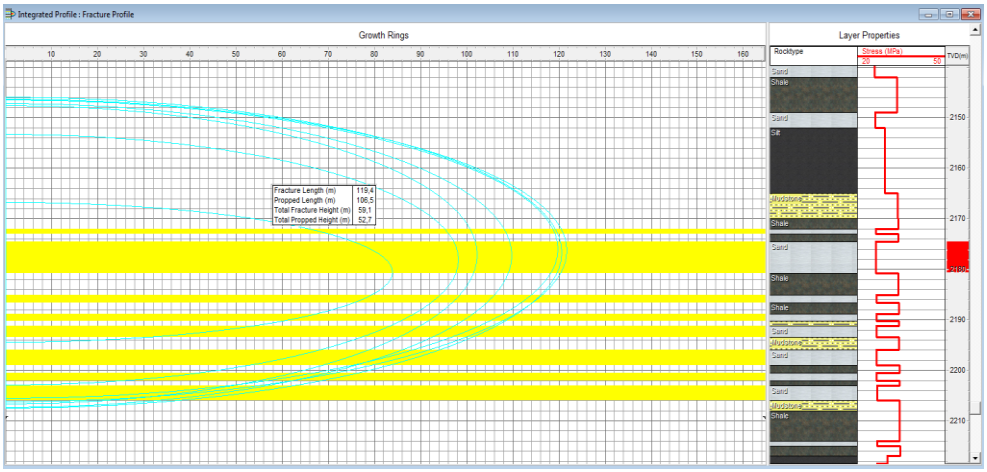


Fig. 4

The length of the fracture is 119.4 m, the total height is 59.1m. The length of the fracture filled with proppant is 106.5 m, the height is 52.7m.

Figure 5 shows the proppant filled fracture profile with layer parameters including their permeabilities. Also shown is the proppant concentration measured in kg / m^2.

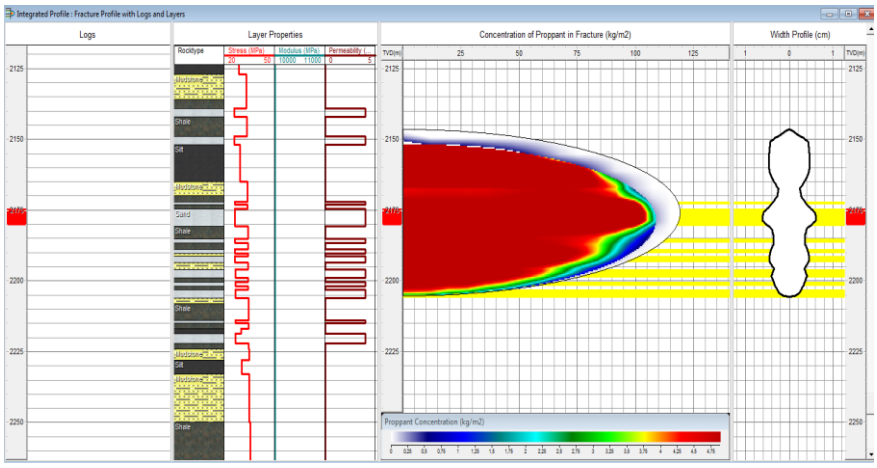


Fig. 5

Table 2 summarizes the details of fracture geometry obtained after simulation. All reported values refer to the entire fracture system at a model time of 720.00 min (end of stage 1). The values are reported for the end of the last pumping stage.

Table 2

Fracture Half-Length (m)	280	Propped Half-Length (m)	0
Total Fracture Height (m)	127	Total Propped Height (m)	0
Depth to Fracture Top (m)	2 094	Depth to Propped Fracture Top (m)	2 178
Depth to Fracture Bottom (m)	2 221	Depth to Propped Fracture Bottom (m)	2 178
Equivalent Number of Multiple Fracs	1,0	Max. Fracture Width (cm)	3,32
Fracture Slurry Efficiency**	0,00	Avg. Fracture Width (cm)	1,78

The fracture created in the well '231' is considered optimal, since the fracture height covered a sufficient part of the pay zone and grows deeply into the zone, therefore, after the main treatment of hydraulic fracturing, an increase in the hydrocarbon access is assured hence increase in productivity.

It is obvious that the crack propagates in the area of minimal stress. The shape of the width profile shown is also stress dependent. Fractures tend to remain in vertical low stress regions that effectively "seal in" or "catch" the fracture and keep it from breaking into higher stress rock.

Staying in the formation is highly desirable, as staying in the zone of interest maximizes oil production and minimizes the waste of hydraulic fracturing energy on unproductive rocks.

The profile also shows that the proppant is concentrated in most of the fracture, which indicates the significant increase in permeability in the fracture zone, hence its conductivity, therefore, increases the flow of hydrocarbons into the wellbore and subsequently increases the efficiency of reservoir modeling and oil production.

References

1. Willis, M. H. (1957) Mechanics of Hydraulic Fracturing. Petroleum Branch Fall Meeting (pp. 153-168). Los Angeles: Petroleum Transactions, AIME, Vol. 210, 1957.
2. Reservoir Stimulation, 3rd Edition by Kenneth G. Nolte Michael J. Economides ISBN 13: 9780471491927. ISBN 10: 0471491926.
3. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. – Wiley, 2000. – 824 p.
4. Baree R.D. A Practical Numerical Simulator for Three-Dimensional Fracture Propagation in Heterogeneous Media // SPE-12273-MS. – 1983.
5. Smith M.B., Klein H.A. Practical Applications of Coupling Fully Numerical 2-D Transport Calculation with a PC-Based Fracture Geometry Simulator // SPE-30505. – 1995.

SOURCES OF CARBON DIOXIDE FOR MISCIBLE DISPLACEMENT ENHANCED OIL RECOVERY IN THE SIBERIAN REGION OF THE RUSSIAN FEDERATION

Baffuor P.
Scientific advisor professor Zyatikov P.N.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Industrial applications of CO_2 have recently been considered as an environmentally attractive and economically viable alternative to enhancing oil recovery as well as reducing greenhouse gas emissions. Unlike other gases, CO_2 as a displacement agent produces a significant increase in the oil recovery coefficient. Under laboratory conditions, with unlimited miscibility, the oil displacement coefficient can reach 97%.

Carbon dioxide is a non-flammable greenhouse gas, chemically consisting of a carbon atom and two oxygen atoms with a molar mass of 44.01 g /mol and a concentration of 0.03-0.04% in air. Its density under normal conditions is 1.98 kg / m^3 (1.5 times heavier than air). Carbon dioxide dissolves in oil 4 -10 times better than in water. In 1m^3 of oil at a pressure of 10 MPa and a temperature of 27ºC, 250-300 m^3 of CO_2 is dissolved.

Fig.1 Molecular structure of carbon dioxide

Today, projects to increase oil recovery using CO_2 in Russia seem to be the most economically promising option for carbon capture and storage. Therefore, the assessment of the CO_2 sources that enable these projects to be implemented is of paramount importance. Sources of carbon dioxide can be divided into natural and man-made.

The Russian Federation as of 2017 had confirmed a total of four natural deposits of CO_2, namely; Astrakhan, West Astrakhan, Pomorskiy and North Gulyaev, with a total carbon dioxide reserve of 601.6 billion tons/m^3 and an average of 13.9 % concentration of CO_2.

In Western Siberia, as a rule, the concentration of carbon dioxide in oil associated gases does not exceed 1 %, but in some cases, there are accumulations with a significant content of carbon dioxide. Thus, the CO2 content at the Veselovskiy field reaches 85 %, at the Mezhovskiy field - 97 %, and at the Samutnel field-76.7%.

Anthropogenic CO_2 in Russia are mostly from the power plants (thermal power plants); cement plants; oil and gas processing plants; metallurgy enterprises; ammonia production factories, etc.

A study by concerned scientists USA in 2018, Russia as a country emitted 5% of the world's carbon dioxide emissions. Many industries have contributed to Russia's carbon dioxide emissions including but not limited to thermal power plants. It is estimated that the 71 coal-fired and 185 gas-fired power plants in Russia annually produce 297.1 and 309.6 million tons of CO2, which is enough for enhanced oil recovery in the 322 Russian oil fields.

Table 1

The largest thermal power plants in Russia with a capacity of more than 3000 MW

Thermal Power Plants	Capacity (MW)	Region	Fuel Used
Surgutskaya GRES-2	5650	Khanty-Mansiysk	Gas
Reftinskaya GRES	3800	Sverdlovsk region	Coal
Kostroma Power Plant	3600	Kostroma region	Natural gas
Permskaya GRES	3360	Perm Krai	Gas
Surgutskaya GRES-1	3333	Khanty-Mansiysk	Gaz
Ryazan GRES	3130	Ryazan region	Gas, coal

Surgutskaya GRES-2 is considered the most powerful thermal power plant in Russia and the fourth in the world in terms of installed capacity and annual generation. The reaction of natural gas with oxygen during oxidation, as shown in formula (1), forms carbon dioxide and water(steam).

The by-heat produced at the plant is used to provide heating for the cities of Tyumen and Surgut, and the resulting carbon dioxide is released into the atmosphere.

However, the huge amount of this greenhouse gas can be useful for numerous oil fields located in the close vicinity to increase oil recovery.

The natural gas used to fuel Surgut consists mainly of methane- 95%, ethane, propane, hydrogen, carbon dioxide and oxygen and other impurities by about 5%. The formula below shows the reaction between methane and oxygen

$$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O \quad (1)$$

Calculation of the amount of CO_2 emitted daily by Surgut GRES-2 with a capacity of 5650 MW;

To obtain a capacity of 5650 MW = 536218 m^3/h of natural gas is burned.

If the natural gas with impurities is 100%, then the amount of pure CH_4 can be considered as:

If 100% of CH_4 = 536218 m^3/h;

95 =? => $\frac{95}{100}$ ∗536218 =**509407,1 m^3/h**

The amount of pure CH_4 = **509407,1 m^3/h.**

$$\rho_{CH_4} = \frac{m_{CH_4}}{V_{CH_4}} \quad (2)$$

Where ρ – density of CH_4= 0,657 kg/m^3, V – volume of gas= 509407,1 m^3

Calculation of mass of CO_2 from the reaction equation (2), where one mole of methane is equal to one mole of carbon dioxide:

$$m_{CO_2} = \frac{m_{CH_4} * 44}{16} \Rightarrow m_{CO_2} = 920371{,}4 \text{ кг} = \mathbf{920{,}4\ т}$$

Surgut GRES-2 will emit **22.089 tons/day** of CO_2 for the intended EOR. Both Surgut GRES-1 and 2 together will emit **35104,2 tons /day.**

Simulation of CO2 injection in a reservoir X using Eclipse program

A three-dimensional (3D) model was constructed to analyze the behavior of CO_2 in Field X, as shown in Fig. 2. to predict and monitor the impact of CO_2 injection using a five-point model, where four injection (A, B, C, D) wells and one production (Well P) well.

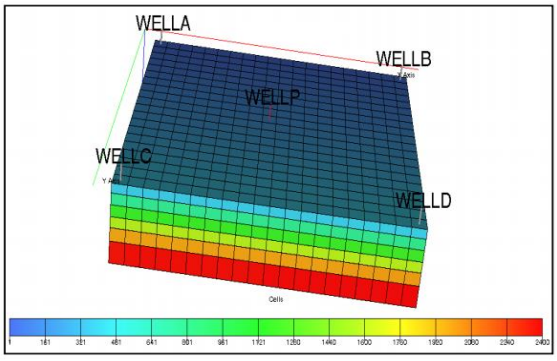


Fig.2 Five-point model with the location of wells

In this project, three connected parts were considered, without fluid injection ("Do Nothing"), with only CO_2 injection, and in the last section, CO_2 injection with subsequent water (CO_2-WAG). After modeling in the Eclipse 300, a comparison was made of their reservoir pressure, oil production rates in the fields, and water cut as shown in the following figures. Note that:

Figure A - Oil displacement efficiency (FOE) in the field with no EOR (DO-NOTHING), when injecting only CO_2 (CCO_2) and injection of CO_2 with water gas, (CO_2-WAG)

Figure B – Oil flow rate in the field with no EOR (DO-NOTHING), when injecting only CO_2 (CCO_2) and injection of CO_2 with water gas, (CO_2-WAG)

Figure C – Water Cut in the field with no EOR (DO-NOTHING), when injecting only CO_2 (CCO_2) and injection of CO_2 with water gas, (CO_2-WAG).

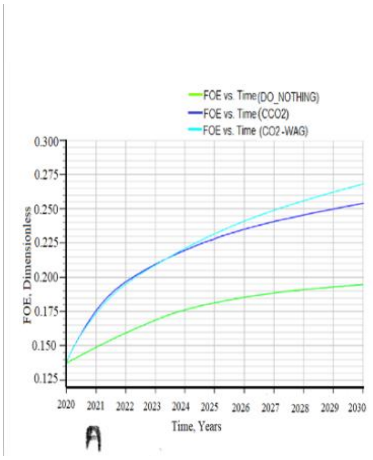


Fig. A

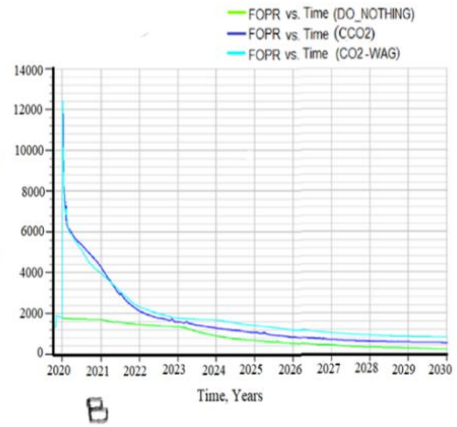


Fig. B

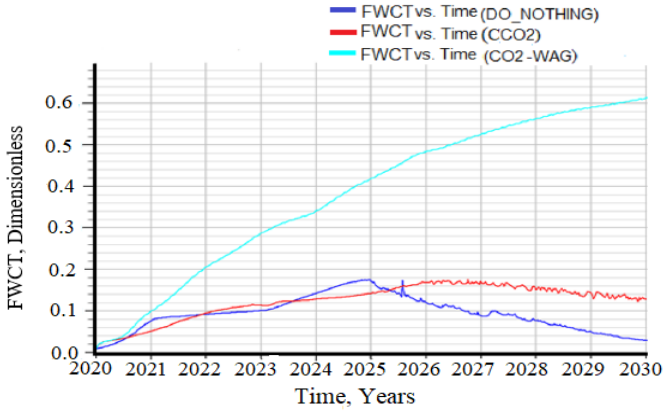


Fig. C

1. Figure A at the end of development shows that the efficiency of oil displacement (FOE) in the field for both CO_2 and CO_2 alternating water is significantly higher than primary production (without enhanced oil recovery). The oil displacement efficiency (FOE) for case 1 "(Do nothing) " reached 0.195, while CO_2, and CO_2 by subsequent water reached 0.255 and 0.270, respectively.
2. The oil production rate at the field as a function of time is shown in Figure B. It is observed that CO_2-WAG is more profitable than in all other cases with oil production of about 12400 STB/day in the first year of its use. CO_2 closely followed with 11800 STB/D. However, the case of (Do-nothing) was the least recorded with production of less than 2,000 barrels per day. A sharp decline in oil production was observed in both methods of enhanced oil recovery, with minor differences between them. This sharp decline can be the result of a variety of problems, such as an early breakout, a high skin factor, etc.
3. From figure C, the FWCT trend with only CO_2 was similar to the Do_Nothing case, but the rate of decline was much slower, reaching 0.13 at the end of the simulation. FWCT in the case of CO_2 - WAG increased at a higher rate than in the other two cases. However, it gave a manageable level of FWCT during the forecast period, thus not affecting the efficiency of the displacement process.

References

1. Amman J-M. (2007), Etude de procédés de captage de CO_2 dans les centrales thermiques,Thèse de Doctorat, Ecole des Mines de Paris, 188p.
2. Makimura D., Kunieda M., Liang Y., Matsuoka T., Takahashi S., Okabe H. “Application of molecular simulations to CO2-enhanced oil recovery: phase equilibria and interfacial phenomena,” Society of Petroleum Engineers. Vol. 18. No. 2, pp. 319–330, 2013.

DIGITALIZATION IN EXPLORATION AND PRODUCTION SECTOR

Bulatov V.R., Laskach V.A.
Scientific advisors professor Chernova O.S., research engineer Melnikov M.O.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The use of IT technologies in the upstream sector is becoming more and more relevant – large amounts of information and input data impose special requirements on its digitalization. One of the results of the digitalization of this sector is the Smart Field concept. According to the survey of Gazprom Neft, the main technologies that implement this concept of a Smart Field are Big Data, Augmented/Virtual Reality (AR/VR), the Internet of Things (IoT), cloud computing [1].

A Smart Field is a complex of tools that allows managing of an oil reservoir in order to increase hydrocarbon production rates. Efficiency improvement of technological processes and equipment is caused by the use of intelligent multi-parameter sensors that provide remote access to all equipment, allowing you to diagnose its condition and, if necessary, configure it. Such a field generates about 15 petabytes of information per year, which is laborious and irrational to work with without the use of big data processing methods [3]. The finance industry currently takes the largest share of the global big data market, but energy is the fastest growing sector. In the upstream sector, the collection of data on the operation of equipment allows you to remotely monitor the operation of any asset, optimize production processes, and predict possible accidents and malfunctions.

To exemplify, there is a Gazprom Neft's project searching for failures in the automatic restart system of electric submersible pumps (ESP) after the power supply system fails. The analysis was carried out on the basis of more than two hundred million records of running pumps from 15 hundred wells, as well as data on power restarts. In addition, a number of other parameters were considered: operating conditions, power supply circuits, etc. The processing of the obtained information by conventional methods is very laborious due to a significant amount of disordered data. Big Data techniques have helped to deduce causes of failures in autorun and to obtain valuable information about previously unknown dependencies in the operation of submersible equipment [3].

In addition to a Smart Field that generates a large amount of data, hydrocarbon exploration should be noted. Processing and interpretation of geological exploration data is the most time-consuming part of the work associated with the field development. The use of Big Data techniques here makes it possible to speed up information processing at the exploration stage, reservoir modeling and various correlations are taking place. All of this contributes to the discovery of promising areas, comparing new areas with already known analogues [2].

Thus, specialists of the Petroleum Learning Center (Tomsk) developed an algorithm that searches for analogous wells using one-dimensional well-logging signals. For example, PS or GR logs, being one-dimensional signals, can be represented as a time series. The search for analogues is based on two basic algorithms:

– DTW (Dynamic Time Warping) is a method for measuring similarity between two temporal sequences, which may vary in speed;

– DFT (Discrete Fourier Transform) is the most important discrete transform, used to perform Fourier analysis in many practical applications.

DTW is a method for finding the proximity between two sequences. The essence of this algorithm is to match and compare signals based on nonlinear equalization. A measure of proximity is the assessment of the distance between a pair of signals (Fig. 1).

The algorithm was written using open-source Python libraries. It compares initial signals from the field with an objective well-log, which has well-known properties, and ranges them according to the degree of similarity. Afterwards, the algorithm rejects signals from a large data set (which has up to 10,000 values), thereby making it possible to draw a conclusion about the degree of similarity of signals. Further visualization of the well logs allows to identify lithofacies.

The advantage of the method is the ability to compare time series (log curves) of different lengths. Thus, the algorithm is able to efficiently assess the similarity of two beds of different thickness of the same depositional environment. However, this feature of the DTW-algorithm is simultaneously can be seen as its drawback: log readings of beds of different thickness can be similar in shape, but not necessarily analogous (Fig. 2).

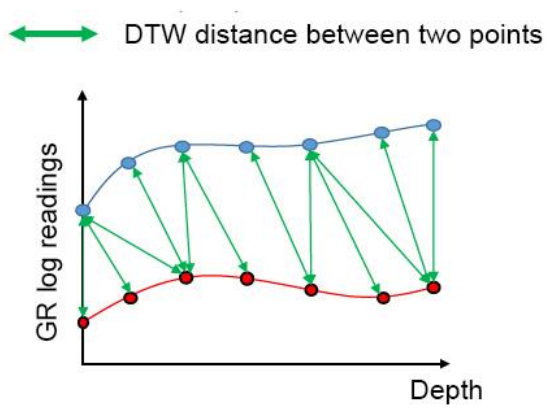


Fig. 1 Comparison of two logging curves using DTW

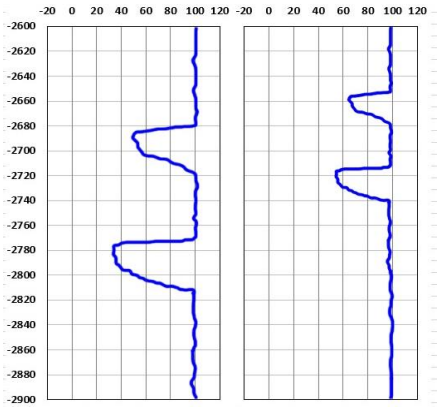


Fig. 2 «False» similarity according to DTW

Often recorded signals are noisy, i.e. contain a component that does not carry useful information (usually high-frequency and low-amplitude constituent). Comparison of such signals is difficult and impractical. To solve this problem, the discrete Fourier transform (DFT) method is used, which is a mathematical algorithm for expanding the well log signal into a Fourier series (Fig. 3).

This algorithm is applied as follows: the signal is decomposed into an amplitude-frequency domain, after which the harmonics are sorted with their sequential and sufficient addition. As a result, the original logging curve is restored to a state in which noise is suppressed, and the regenerated signal remains similar to the original. Therefore, spectrograms are plotted for each of the regenerated signals for comparison with an objective well-log. Thus, one can determine the degree of similarity of two signals (Fig. 4).

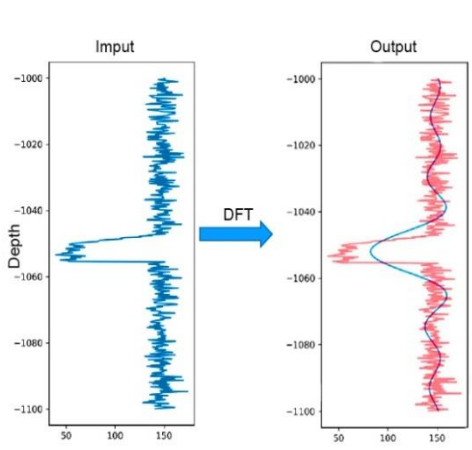


Fig. 3 Noisy and regenerated signals using DFT

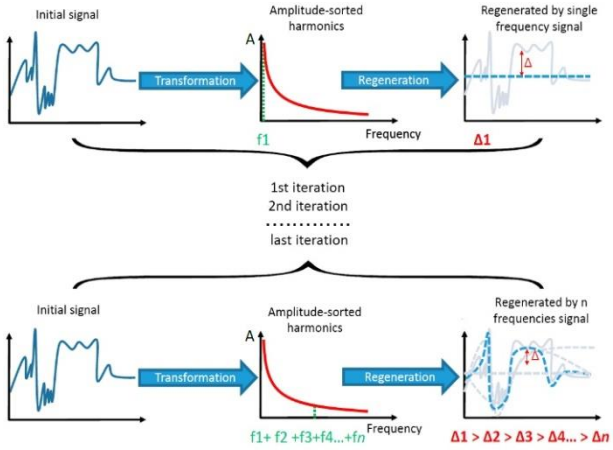


Fig. 4 Filtration process

However, if the signals are similar in shape, but are in different phases, the discrete Fourier transform will conclude that the signals are similar, although this is not completely true (Fig. 5).

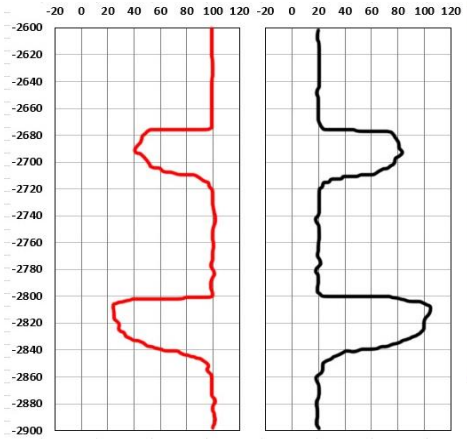


Fig. 5 «False» similarity according to DFT

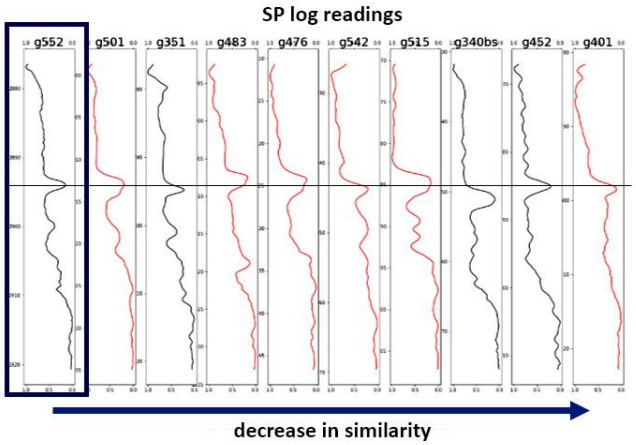


Fig. 6 Output of «MEGA» algorithm

In order to unite the advantages and simultaneously get rid of the disadvantages of both DTW and DFT algorithms, the comparison metric named «MEGA» was developed. «MEGA» can be used in several applications, such as: the search for well analogues, the designing of a new drilling point, and the assessment of the initial flow rate and its further decline. Having a geological model, it is possible to extract SP-logging from any cell of grid and predict the reservoir parameters. As a result, it is possible to predict various technological parameters within the identified clusters. The metric was tested on a real oil field in Western Siberia (Fig. 6).

Thus, various digitalization methods can significantly increase the efficiency of analytical work on predicting well parameters and they can assist in implementing the aspects of the Smart Field in the upstream sector.

References

1. Baynazarov N. What IT professions are in demand in the oil industry (2019) [Electronic source]. – Access mode: https://rb.ru/longread/oil-career/
2. Egorova I.V. Prospects for the use of Big Data technology [Text] / Egorova I.V., Kalinkina V.A. // Information technologies of Siberia. LLC "West Siberian Scientific Center". – 2016. – p. 126-128.
3. Zorina S. Journal "Siberian oil" No. 177 (December 2020) [Electronic source]. – Access mode: https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/

NON-STATIONARY SIMULATION OF GASOLINE FRACTION PYROLYSIS

Bunaev A.A., Dolganova I.O., Dolganov I.M., Chernyshov M.N.
Scientific advisor scientific researcher Dolganova I.O.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Currently, the process of pyrolysis of hydrocarbons is most often carried out in tube furnaces. The efficiency of the process in these devices depends both on the composition of the raw material and on the thermodynamic parameters. However, it decreases during the operating cycle of the installation, since coke accumulates in the furnace tubes as the result of side processes. Under the conditions of high temperatures, raw hydrocarbons decompose into lighter olefins, which undergo polymerization reactions with the formation of high molecular weight compounds. These compounds, in turn, enter into polycondensation reactions with each other, as a result of which coke is obtained, which settles on the inner surface of the tubes of the pyrolysis furnace.

Thus, the tube diameter decreases, and it leads to an increase in the pressure drop. In addition, the residence time increases, due to which the yield of the target products of the process decreases. Also, the deposition of coke leads to occurrence of thermal stress areas on the tubes of the furnace. Burnout may occur in these places, which will require to stop production and replace the entire tube.

The improvement of the process of pyrolysis of hydrocarbons today occurs in two directions. First, the process technology itself is being modernized. That is, the burner devices are being improved, the processes that initiate pyrolysis are being investigated, more efficient catalysts are being sought, and a number of other improvements are being developed. Secondly, the search for optimal operating modes of the installation is carried out using computer simulation methods. Within this direction, deterministic and stochastic models of the process are being developed. In this case, deterministic models are of greater interest, since by virtue of the mathematical apparatus, which is based on physicochemical and chemical laws, they make it possible to determine the influence of certain parameters on the efficiency of the process in an explicit form in order to form a strategy for its optimization.

The model is based on the reaction scheme for the gasoline fraction pyrolysis process shown in Figure 1.

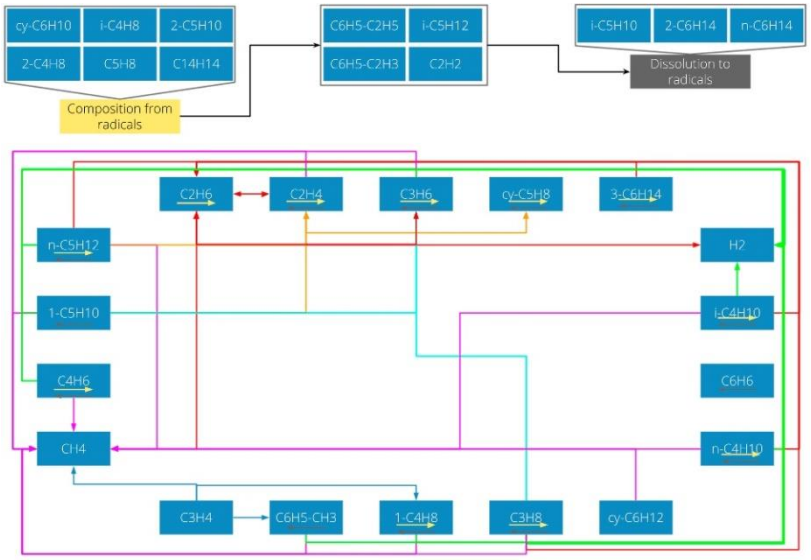


Fig.1 Pyrolysis reaction scheme

On the basis of this scheme, a mathematical model of the kinetics of the process has been compiled.

The calculation takes place in two stages. At the first, the reaction rate constants are calculated [2]:

$$K_i = K_{0i} \cdot P_0 \cdot \exp\left(\frac{-E_i}{RT}\right), i \in \{1, \dots, 62\}, \quad (1)$$

where K_i - the rate constant of reaction i, s^{-1}, K_{0i} - the preexponential factor, s^{-1}, P_0 - the process pressure, atm, E_i - the activation energy of reaction i, J./mol., T - the process temperature, °K.

Next, the changes in the concentrations of the components of the system are calculated. It performed by adding up the reaction rates in which a particular component is present. The reaction rates are multiplied by the stoichiometric coefficient of the component in given reaction [1].

$$\frac{dC_i}{d\tau} = \sum a_{i,j} \cdot K_j \cdot \prod C_i^{\alpha_{i,j}}, \quad (2)$$

where C_i - the concentration of component i, mol./l., τ - residence time, s, $a_{i,j}$ - the stoichiometric coefficient of component i in reaction j.

However, it should be noted that the calculation of the change in the concentration of coke is carried out using a different formula [3]:

$$\frac{dC_{coke}}{d\tau} = K_{172}C_{coke} - \exp(0.023 \cdot C_{coke} - 1) \cdot G^{0.8} \cdot (D - 2 \cdot \delta)^{-1.8}, \quad (3)$$

where G – mass flow rate, kg/s, D – tube diameter, mm, δ – coke layer thickness, mm.

Thus, using the obtained model, the pyrolysis of the gasoline fraction was simulated, the composition of which is presented in Table 1.

Table 1

Pyrolysis feedstock composition

Components sorted by carbon chain length	Concentrations sum, mol./l.
C_4	0.44
C_5	1.67
C_6	7.7

As a result, the dynamics of target products was obtained, presented in Figure 2.

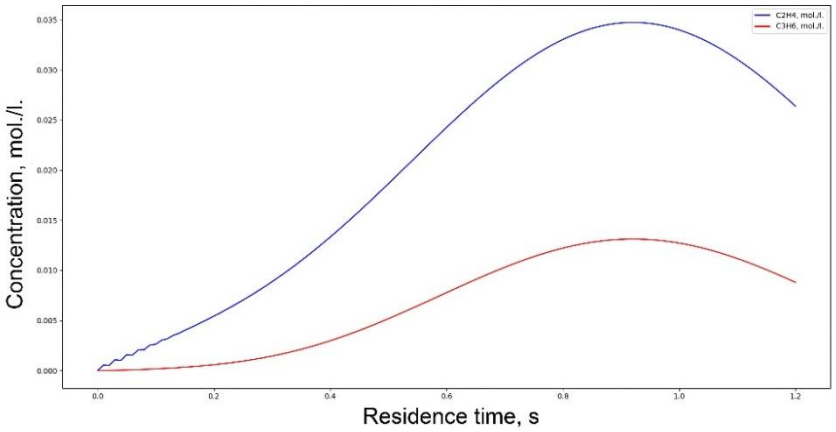


Fig.2 Ethylene and propylene concentrations dynamic

In addition, the results were obtained for the growth of the coke layer over several days, which are presented in Figure 3.

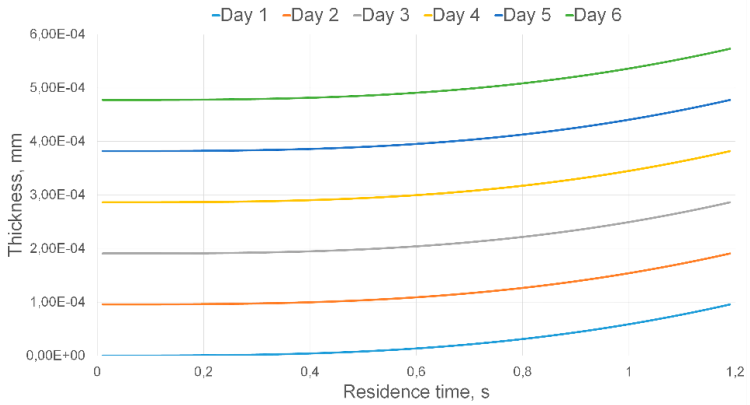


Fig.3 Coke layer accumulation within several days

However, the model is not yet complete at this stage. So, in the future, it is planned to add a mechanism for calculating the dynamics of the concentrations of all components of the system in real time. That is, it is necessary to make the model completely non-stationary, since at this stage the amount of coke, expressed in one form or another, is the only component that changes over astronomical time. In addition, it is necessary to calculate the pressure loss in the reactor tube of the furnace, since the pressure directly affects the rate constants, and, therefore, the concentration dynamics. Finally, it is also planned to introduce calculations of the thermodynamic conditions of the process.

References

1. Bituykov V.K., Tikhomirov S.G., Arapov D.V., Savvin S.S. Process modeling of pyrolysis of traight run gasoline with a help of use of genetic algorithm // Vestnik of Voronezh State University of Engineering Technologies. – Voronezh, 2015. – №3. – P. 79 – 84
2. Samedov F.A., Morozov A.Yu., Samoilov N.A., Prosochkina T.P. Mathematical modeling of nonstationary process of pyrolysis of hydrocarbons //Neftekhimiya. – Moscow, 2019. – № 2. – P. 143 – 151.
3. Fernandez-Baujin J. M., Solomon S. M. New reactor design offers benefits//Oil Gas J. – 1976. – V. 74. – P. 94-95.

SEDIMENTOLOGY AND DIAGENESIS OF UNIQUE LOWER CRETACEOUS "VANKOR-TYPE" SANDSTONE RESERVOIRS IN WESTERN SIBERIAN BASIN

[1]Cherdantseva D.A., [2]Krasnoschekova L.A.
Scientific advisor associate professor Krasnoschekova L.A.
[1] Tomsk oil and gas research and design institute, Tomsk, Russia
[2] National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The Lodochnoe oil and gas field is a part of the Vankor hydrocarbon deposits group in the northwest of the Krasnoyarsk region. According to oil and gas geological regionalization, it belongs to the Bolshekhetskiy oil and gas-bearing region of the Pur-Tazovskaya oil and gas provinces of the West Siberian Basin. Group method application of data handling for Vankor field geological modelling theme was review in Antonenko et al. [1] and Semenov et al. [2], though now, there are a number of problems associated with taking into account the facies features of the oil-bearing layers formation and their subsequent diagenetic transformation [3]. Goncharov, Oblasov et al. [4, 5] described fluid composition and oil biodegradation. Nevertheless, there is no method for predicting filtration characteristics based on an integrated sedimentological approach has been proposed before. The studied reservoir is multi-layered; the main hydrocarbon reserves are confined to the Lower Cretaceous sandstones. Laboratory studies of the core material selected on the Lodochnoe deposit territory are carried out in the analytical centre of the Tomsk oil and gas research and design institute.

Sedimentary facies identification with the sandstone material composition study [6] in investigated deposit is necessary to identify the oil-bearing sandstones heterogeneity causes and improve the forecasting and modelling accuracy of the deposit's layers structural features [7]. The comprehensive sedimentological research [8] related to the terrigenous rocks study commonly includes material composition analysis, depositional environments identification and diagenetic transformation stages definition [9]. Increasingly, these studies are supplemented by precision methods: electron microscopy [10], X-ray diffraction analysis [11]. Currently micro porosity study in thin sections as an integrated approach is also considered as well as the methods stated above together with using specialized equipment and programs [12].

The core samples morphological texture (laminations) analysis is one of the most important stages of the core layered macroscopic description, it allows to reveal a number of relevant features, reflecting the processes and formation sediments conditions. The data conjunction about the sandstone laminations features, their material composition in thin sections, and the certain trace fossils presence with floral and faunal remains in the rock allow us to accurately determine the sedimentary environment [13]. Based on the facies association we can assume the presence of a particular sandstone body form. The particle size distribution of clastic grains, their compaction, and shape affect the primary sandstone porosity. However, in the diagenetic transformation process the rock composition and sandstone porosity-permeability characteristics can be greatly changed. Secondary changes description and tracking in sandstones allows us to explain their structure heterogeneity. Moreover, finding patterns between the data on the core samples permeability [14] and their lithological characteristics makes it possible to bring the field model closer to the real complex geological situation. Based on all of the above, the authors have developed a complex sedimentological technique based on the data of studying core material, petrographic samples, sandstones porosity and permeability, and the material composition peculiarities using precision methods.

Two main sedimentation environments were caused the formation of two productive sandstone layer types. Productive medium- and fine-grained, predominantly with well-sorted material sandstone layers of the Nizhnekhetskaya suite were formed on the barrier coast in bars crest and central parts. Oil-bearing fine- and medium-grained, predominantly medium-sorted sandstones in the Malokhetskaya, Sukhududinskaya and Yakovlevskaya suites were formed in the distribution channels of the delta system with a predominance river influence. Considering these factors in sequential stratigraphy will make it possible to correctly determine the sandstone body shapes in the process of well data correlation. Petrographic and X-ray diffraction analysis showed that, in sandstones with a high content of metavolcanic clasts and interlayers enriched with biotite, the main diagenetic transformation process is chloritization. At the same time, for rocks with a high content of feldspars, diagenetic kaolinite is more characteristic. Diagenetic siderite is most developed in sandstones with a clayey interlayer's high content. The feldspars dissolution and pore kaolinite cement formation had a positive effect on permeability. The low degree of grains compaction made it possible to draw conclusions about the effect of active tectonic movements on reservoir properties in the form of secondary deconsolidation processes in sandstones. Authigenic calcite in general negatively affects the reservoir characteristics. Nevertheless, calcite dissolution (partial or complete), became the reason of local sandstones layers with diagenetic improved porosity formation. In such case locally, carbonate dissolution contribute to the reservoir formation [15].

The determining role in the formation of the porosity - permeability relationship was played by the cement mineral composition, its content and the way of filling the space. To take into account the contents of the main cement types in the porosity - permeability dependences plotting, the authors selected correction factors reflecting the degree of influence of a certain cement on the "lithological" porosity of the rock. Apparently, the validity of the use such coefficients stems from the significant effect of a finely dispersed clay aggregate on the ability of the rock to filter gas or liquid. A number of regularities at this stage of research have been characterized quite unambiguously, since the formation of kaolinite aggregates in the pore space of sandstones made it possible to preserve the pore space in sandstones at the stage of their diagenetic transformation. In addition, weak positive effect of small (up to 15%) contents of calcite cement on porosity was revealed, it can be assumed that this is due to the formation of secondary porosity in carbonate sandstones; however, an accurate interpretation has not yet been obtained. The authors plan to study the remaining issues related to the accurate interpretation of lithological data in subsequent works. In general, there is a trend to improve permeability with increasing the grain size. Trend offset is associated with diagenetic carbonatization, chloritization, and kaolinitization in pore space (Fig.10). Based on the assumption about the influence of the composition and content of the cementing part on the permeability of productive sandstones, the coefficients were empirically selected to assess the degree of influence of each of the lithological parameters on the permeability. And

combining them into one formula made it possible to evaluate the totality of their influence, based on the values of the coefficient of accuracy of the approximation.

In the formula below: K is the sandstones porosity determined by helium, K is the porosity corrected by lithological features, and C is the cement content as a percentage of the area of the petrographic thin section. A = 0.78 ... 1.04 - an empirical correction factor connecting the weighted average diameters of grains and pores, asymmetry and kurtosis of pore size distribution. The coefficient is selected individually for the well, taking into account the quality of the thin sections and the degree of cementation of the sandstones.

$$Klithological = (Kporosity\ He - 0{,}32*Ckaolinite - 0{,}75*Cillite - 0*Cchlorite + 0{,}13*Ccalcite)*A$$

The graphs shows that kaolinite, illite and calcite had the greatest impact on reservoir properties. In quantitative terms, their contribution to the formation of “effective” porosity of sandstones is established. Thus, the correction for the content of kaolinite in the pore space made it possible to correct the correlation coefficient on the porosity - permeability plot for sandstones in the Lodochnoe deposit by 5%, the content of illite by 4.5%, and calcite by 2%. Correction for the ratio of the average grain size to the average pore size made an adjustment of another 1%. Taking into account the above-mentioned corrections that correct the values of the total porosity to obtain effective values, the porosity-permeability R-squared value was 0.97 (Fig.1), which confirms the correctness of the approach chosen by the authors.

The authors tried to find the relationship of as many lithological parameters as possible with permeability. The main assumption was based on a model with the simplest possible structure of the pore space (model with balls of the same size), when the porosity has a clear exponential dependence on permeability. In real natural reservoirs with granular porosity, there is a partial deviation from this model and the dependence becomes less pronounced. In this case, it would be more correct to speak not about general, but about a kind of "lithological" porosity. For example, variations in size towards the predominance of smaller pores will lead to an increase in the role of the effect of surface tension on the grain surface and, as a consequence, to a decrease in permeability. To convert the total porosity to "lithological", the ratio of the weighted average grain and pore sizes was used. In most cases, this ratio was slightly more than unity and varied within 1-3, i.e., usually the pores were slightly smaller than the grains that form them. Nevertheless, the ratio often reached 5-8, which was explained by the presence of a large number of relatively small pores resulting from the destruction of detrital grains (for example, dissolution of feldspars) and during crystallization or dissolution of the cementitious material in the pore space (for example, the formation of kaolinite cement).

In addition to the obvious effect of the pore size on the permeability, a significant effect was found on it of the pore distribution parameters - asymmetry and kurtosis - with almost complete absence of the effect of standard deviation (sorting). Based on the results of a comprehensive study, it can be argued that the high permeability of the Lower Cretaceous sandstones in the Pur-Taz oil and gas region is associated with regressive dia- and metagenetic processes of their transformation. Therefore, the secondary decompaction, dissolution of feldspars, the formation of microporosity inside the kaolinite cement significantly improved the reservoir properties of the rocks. Conversely, intense secondary carbonatization reduced the permeability of individual interlayers and contributed to the formation of local seals. The obtained data on lithological grounded modeling of the dependence of porosity on permeability will be used in the future in geological modeling.

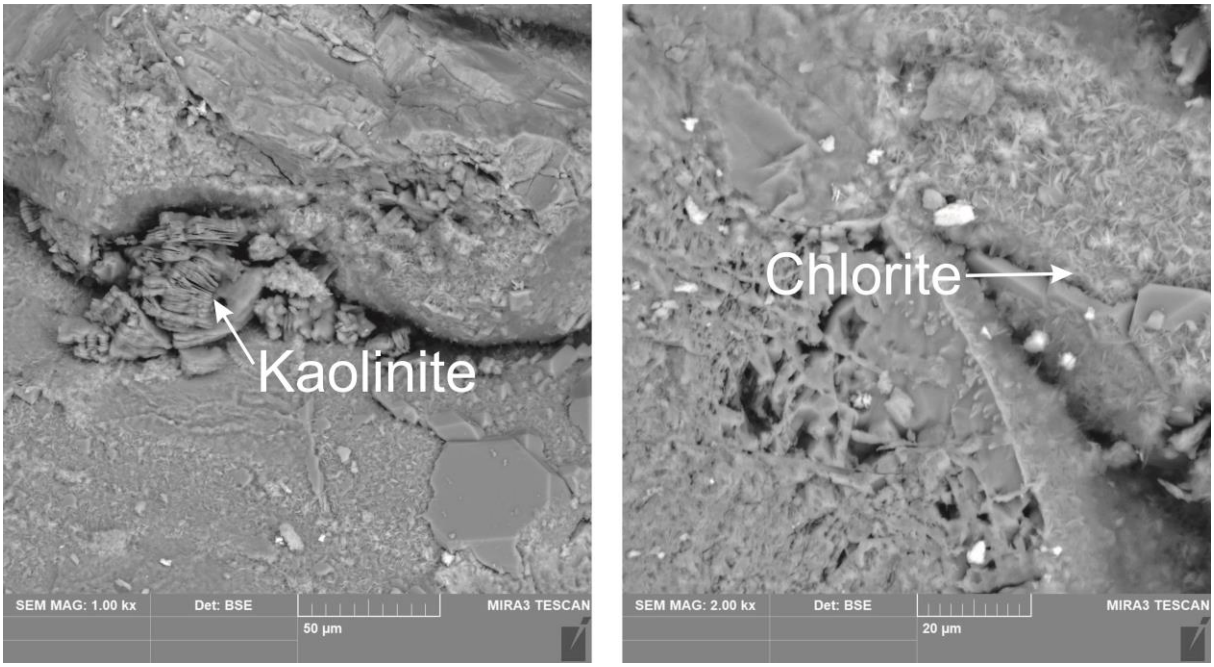


Fig.1 SEM images: on the right part – kaolinite packs, on the left – chlorite flakes ordered distribution in sandstone cement indicates its diagenetic origin

References

1. Antonenko, D.A., Pavlov, V., Surtaev, V., Sevastyanova, K.K., 2008. Selecting an Optimal Field Development Strategy for the Vankor Oilfield Using an Integrated-Asset-Modeling Approach. Paper presented at the Europec/EAGE Conference and Exhibition, Rome, Italy, June 2008. https://doi.org/10.2118/113554-MS
2. Semenov, A.A., Oshmarin, R.A., Driller A.V., Butakova, A.V., 2010. Application of Group Method of Data Handling for Geological Modeling of Vankor Field. Paper presented at the North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egypt, February 2010. https://doi.org/10.2118/128517-MS
3. Majidi, A., Plyuta, A., Alexandrova, A., Bourg, L., Reichel, N. J., Malyasov, V., Zhadan G., 2012. Positive Comparison of LWD Data Acquired With and Without Chemical Radioactive Sources in the Vankor field, Russia, Paves the Way for Radioisotope-Free Formation Evaluation. Paper presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2012. https://doi.org/10.2118/162114-MS
4. Oblasov, N.V., Goncharov, I.V., Samoilenko V.V., Ger W. van Graas, 2018. Biodegradation in the Nkh 3-4 reservoir at Vankor Field (West Siberia Basin, Russia) is strongly controlled by rock properties. Organic Geochemistry, 119, 36-49. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2018.02.005
5. Goncharov, I.V., Oblasov, N.V., 2015 IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 24 012039 https://doi.org/10.1088/1755-1315/24/1/012039
6. Oluwadebi, A.G., Taylor, K.G., Dowey, P.J., 2018. Diagenetic controls on the reservoir quality of the tight gas Collyhurst Sandstone Formation, Lower Permian, East Irish Sea Basin, United Kingdom. Sediment. Geol. 371, 55–74. https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2018.04.006
7. Sun, N., Zhong, J., Hao, B., Ge, Y., Swennen, R., 2020. Sedimentological and diagenetic control on the reservoir quality of deep-lacustrine sedimentary gravity flow sand reservoirs of the Upper Triassic Yanchang Formation in Southern Ordos Basin, China. Mar. Pet. Geol. 112, 104050. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104050
8. Fic, J., Pedersen, P.K. Reservoir characterization of a “tight” oil reservoir, the middle Jurassic Upper Shaunavon Member in the Whitemud and Eastbrook pools, SW Saskatchewan. Mar. Pet. Geol. 2013. Vol.44, p.41–59. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.03.013
9. Liu, L., Li, Y., Dong, H., Sun, Z., 2020. Diagenesis and reservoir quality of Paleocene tight sandstones, Lishui Sag, East China Sea Shelf Basin. J. Pet. Sci. Eng. 107615. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107615
10. Qiao, J., Zeng, J., Jiang, S., Wang, Y., 2020. Impacts of sedimentology and diagenesis on pore structure and reservoir quality in tight oil sandstone reservoirs: Implications for macroscopic and microscopic heterogeneities. Mar. Pet. Geol. 111, 279–300. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.08.008
11. Maraschin, A.J., da Cruz, G.F., Martins, L.L., Severiano Ribeiro, H.J.P., Augustin, A.H., 2019. Relationship between diagenesis and the emplacement of bitumen in the Lower Triassic Piramboia Formation sandstones, Paraná Basin, SW Brazil. J. South Am. Earth Sci. 92, 435–447. https://doi.org/10.1016/j.jsames.2019.03.029
12. Weibel, R., Nielsen, M.T., Therkelsen, J., Jakobsen, F.C., Bjerager, M., Mørk, F., Mathiesen, A., Hovikoski, J., Pedersen, S.S., Johannessen, P.N., Dybkjær, K., 2020. Illite distribution and morphology explaining basinal variations in reservoir properties of Upper Jurassic sandstones, Danish North Sea. Mar. Pet. Geol. 116, 104290. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104290
13. Reineck, H.-E., Singh, I.B., 1973. Deposditional Sedimentary Enviroments with reference to terrigenous clastics. – Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 439. https://doi.org/10.1002/iroh.19780630125
14. Al-hasani, A., Hakimi, M.H., Saaid, I.M., Salim, A.M.A., Mahat, S.Q.A., Ahmed, A.A., Umar, A.A.B., 2018. Reservoir characteristics of the Kuhlan sandstones from Habban oilfield in the Sabatayn Basin, Yemen and their relevance to reservoir rock quality and petroleum accumulation. J. African Earth Sci. 145, 131–147. https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2018.05.013
15. Cherdantseva, D.A., Kravchenko G.G., Krasnoschekova L.A. The Yakovlevskaya suite oil-bearing sandstone formation conditions in the Lodochnoe oil field. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. 2020. V. 331. 10. 115–127. https://doi.org/10.18799/24131830/2020/10/2860

STRUCTURAL AND TECTONIC PREREQUISITES FOR THE FLOODING FORMATION IN THE SELENGA RIVER VALLEY, REPUBLIC OF BURYATIA

Girenko Yu.E., Sypachev R.I., Auzina L.I

Scientific advisor associate professor Auzina L.I.

Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

Purpose of the work: determination of factors and forecast of flooding and underflooding of a rural settlement in the valley of the Selenga River.

The urgency of the problem of underflooding and flooding of the urbanized territories of Eastern Siberia lies in the fact that their intensity and scale increase, which entails large economic and social problems associated with various types of losses: settlements, agricultural land and even human.

Flooding is a formation of a free surface of water on a site as a result of an increase in the level of a watercourse, reservoir or groundwater.

Underflooding is a complex hydrogeological and engineering-geological process in which, as a result of changes in the water regime and the balance of the territory, an increase in the level of groundwater occurs, leading to disruption of economic activities in the given territory [1].

Underflooding caused by different reasons is observed in many cities all over the world, including the USA, Great Britain, France, Germany, India, Kazakhstan, China, Korea, etc. In Russia, underflooding takes place in many built-up areas of the European part of the country, the Urals, the Far East, and Siberia.

The built-up areas in the south of Eastern Siberia are extremely subject to underflooding. The reasons are diverse: disastrous snowmelt floods, leaks from the old underground utilities, failures of the storm sewage systems, and a barrage effect of the deep foundations of civil engineering structures with underground parking lots.

Selenga river water regime

The Selenga river is the main tributary of Lake Baikal (Fig. 1).

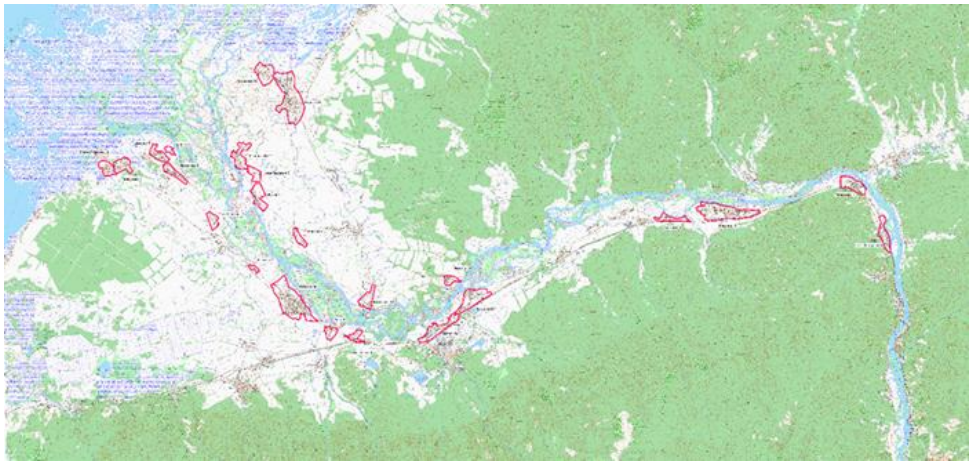


Fig. 1 Location of the Selenga river northern and central parts – flooded settlement of Kabansk and Pribaykalsk districts

The main phases of the water regime of rivers are spring floods, summer-autumn floods and winter low-water periods. Rainwater predominates in the feeding of the Selenga River; the share of melt water only in some years reaches 30%.

Severe floods on the Selenga were noted in 1751, 1783, 1830, 1869, 1971, 1973, 1990 and 1997. Over the past more than 30 years, the largest flood on the Selenga River was the 1973 flood.

Usually very large floods are formed by two or three floods following one after the other. The total duration of such floods reaches 70-90 days. The duration of a flood formed by one flood reaches 40 days. [2]

The river valley has a predominantly flat appearance with alternating narrows (up to 1-2 km) and pit-like extensions of the valley up to 20-25 km, where the river is divided into channels, forming numerous islands.

The research area belongs to the zone of sufficient and excessive moisture. Over the territory of Transbaikalia, the frequency of atmospheric processes increases, which contribute to the arrival of air masses of marine origin (this is especially often observed in July and August). Summer precipitation is mainly associated with atmospheric fronts that occur in cyclonic systems between the main and transformed air masses of Arctic and tropical origin. The average annual precipitation is 254 mm and 536 mm at the Ulan-Ude and Babushkin hydro meteorological stations, respectively (Table 1). In summer, *82-87% of the annual precipitation falls.*

Table

Average annual precipitation

Station	Precipitation for November-March, mm	Precipitation for April-October, mm	Total annual precipitation	Daily maximum precipitation
Babushkin	95	441	536	197
Ulan-Ude	31	223	254	92

Structural and tectonic conditions

The research area is located in the Gusino-Udinsky depression. The Gusino-Udinsky depression has 10-15 km wide and is elongated in the NE direction and is divided by lateral spurs of ridges into two depressions: Nizhneorongoiskaya and Ivolgino-Udinskaya.

The Ivolgino-Udinskaya intermontane depression (depression) is a vast depression stretched from the southwest to the northeast and bounded from the northwest by the Khamar-Daban ridges, from the north by the Ulan-Khurbasy ridge from the southeast by the Tsagan-Daban ridge.

Geologically, it is a blocky syncline of a block structure (graben).

The Selenga R. (including the underwater part - the avan-delta) crosses the entire bottom of the graben, abuts against the western side, dividing the southern and middle basins of Lake Baikal by an underwater upland.

Geological structure

The geological structure of the region is complicated. Mainly intrusive, volcanogenic, sedimentary and metamorphic formations of the Paleozoic and Mesozoic along the sides of the graben-like structure are developed here and quite powerful quaternary deposits cover its bottom.

The crystalline basement of the Ivolgino-Udinsky depression is composed of granitoids of the Paleozoic and Proterozoic ages, overlying sedimentary Meso-Cenozoic rocks with a total thickness of more than 2000 m.

Structural-hydrogeological conditions

Structural-hydrogeologically, Selenga valley is located in the West-baikal hydrogeological fold area (Selenginskaya Dauria) with intermountain artesian basins of the Transbaikalian type.

There are two main basins of the 2-nd order here: Ivolgino-Udinsky (Fig. 2) and Nizhne-Orongoysky [4].

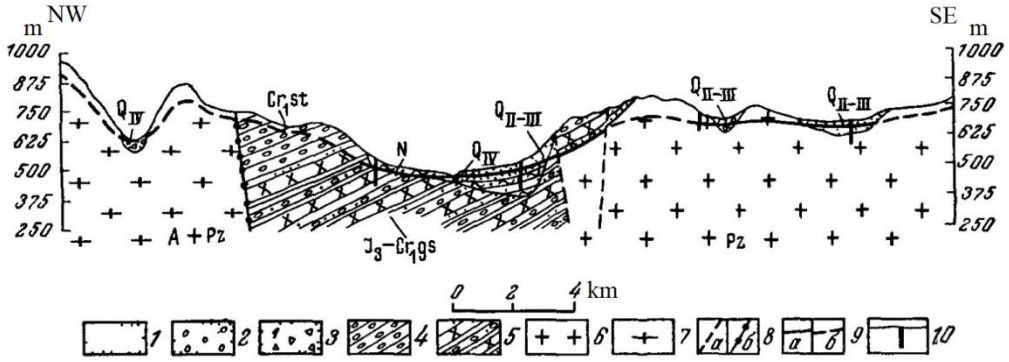


Fig. 2 Hydrogeological section of the Ivolgino- Udinsky artesian basin 1- fine and medium-grained sand; 2- pebbles, gravel, sand; 3- sand, sandy loam, loam with wood and gravel; 4- blocky conglomerates; 5- sandstones, siltstones, mudstones, conglomerates; 6- fine and medium-grained granites; 7-granites; 8-fault, the hydrogeological significance of which is not clear non-aquiferous fault ;9-level undergroundwater with free surface: a)reliable b)supposed; 10- well

Water-bearing rocks in the valley of the Selenga river

Groundwater in the valley of the Selenga River can be subdivided into: stratal waters of Quaternary sediments, stratal-fractured waters of Jurassic-Cretaceous sediments, fractured waters associated with metamorphic and igneous rocks. The flow rates of stratal waters of Quaternary sediments and stratal-fractured waters of Jurassic-Cretaceous sediments ranges from 0.033 to 3.4 l/s; fissure waters of Upper Paleozoic granites - no more than 2 l/s, fractured waters of ancient granites – from 2 to 10 l/min [3].

Therefore, analysis of the Selenga river valley natural conditions showed that the main reason for the flooding of the territory are:

- the structural-tectonic and geomorphological conditions which predetermined the lowered position of the territory and its flat relief;
- the geological structure: well-permeable Mesozoic rocks are surrounded by low-permeability intrusions (Fig.2)
- climatic features (spring-summer precipitation - up to 85% per annum).

References

1. SP 116.13330.2012 «Engineering protection of territories, buildings and structures from dangerous geological processes. Basic principles» Date of introduction: 2013-01-01
2. SP 131.13330.2018 "SNiP 23-01-99* Construction Climatology" Date of introduction: 2019-05-29
3. Explanatory note to the state geological map of the USSR on a scale of 1: 2OO OOO. Western Baikal series. Sheet M-48-VI. Compiled by: D.V. Winds. Moscow (St. Petersburg) 1960
4. Hydrogeology of the USSR. XXII vol. Buryat ASSR/Ed. by A.V. Sidorenko. – M: Nedra, 1970 – 432 p.

ANALYSIS OF WELL INTERVENTION TECHNIQUES OF PALEOZOIC OBJECTS OF DEPOSITS OF THE TOMSK REGION

Gorbachev V.S., Serebryannikov A.A.
Scientific advisors professor Zyatikov P.N., associate professor Bolsunovskaya L.M.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Currently, oil and gas companies face annual depletion of the resource base of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous deposits. In this regard, one of the most urgent tasks is the extraction of oil from Paleozoic deposits. Interest in the formation of deposits in them has not waned since the beginning of the active development of the main Jurassic-Cretaceous oil and gas floor within the largest West Siberian oil and gas basin. There are a large number of undeveloped small deposits with a low degree of study, which in the future may become a promising opportunity to increase oil production [1]. However, most of the Paleozoic deposits can be attributed to hard-to-recover reserves, the successful recovery of which depends on solving some issues [2]:

- creating a working three-dimensional model of objects;
- selection of rational well placement;
- determination of the optimal operation mode of wells, taking into account the features of the fields;
- justification of completion methods and types of wells;
- the feasibility of planning various well intervention techniques (WIT).

In this article, the analysis of WIT on Paleozoic deposits of the Tomsk region is considered. Two objects of exploitation are considered: the layer M of the weathering crust and the layer M_1 of the core Paleozoic rocks [3]. A comparison of the layers is presented in Table 1.

Table 1

Comparison of the weathering crust layers with core paleozoic rocks

Weathering crust (layer M)	Core Paleozoic rocks (layerM_1)
Siliceous deposits (Si)	Carbonate deposits (Ca)
Pore collector	Fractured collector
Low permeability	High crack permeability
Block structure	High collector power

The separation of the core Paleozoic rocks from the weathering crust is carried out by abnormally high resistance values. Despite the different geological structures and differences in the filtration-volumetric parameters (FVP) of the deposits, the measures were considered together for the object M and the object M_1. In order to select the optimal WIT and technological solutions for further application in the Paleozoic deposits, an analysis of the completed technological solutions used in the fields was carried out. In the course of the work, WIT are accepted as successful, which gave an increase in the flow rate, and the work period was more than 6 months from the date of implementation of the event. To assess the economic effect, an analytical model was created, in which the following conditions are set:

- oil production was carried out continuously;
- the values of the flow rates were completed taking into account the coefficient of the fall of the base flow rate;
- stopping flow rate Q= 0,5 t / day;
- economic efficiency was evaluated according to the standards of the current period.

In total, 53WIT were considered, all the analyzed wells are inclined-directional (IDW). The results of the evaluation are shown in Table 2.

Table 2

Results of the WIT analysis for the fields of the Tomsk region

WIT Type	Number of WIT		Cost-effective WIT	
	M	**M_1**	**M**	**M_1**
Commissioning of new wells	7	11	1	4
Cutting of side trunks	1	4	0	3
Repair work	3	6	0	3
Additional perforation	2	4	1	4
Hydraulic fracturing	4	1	4	1
Withdrawal from inactivity	2	3	0	3
Translations and attachments	3	2	3	2
Total	**22**	**31**	**9**	**20**

After evaluating the results of the calculations, it was determined that not all successful WIT are cost-effective for the following reasons: low initial flow rate, high costs for the event. The highest production rates were obtained as a result of the introduction of new wells, cutting of side shafts, and various repairs. For all types of WIT, the M_1 formation is the most productive compared to the M formation. The M formation is characterized by low initial flow rates without intensification, the most effective WIT is hydraulic fracturing (HF). According to the results of the economic analysis, drilling of IDW without hydraulic fracturing is not effective for most fields. The main reasons for failed wells include low reservoir FVP values, falling into a water-saturated zone, or a near-fault zone of local FVP deterioration. Figure 1 shows the distribution of the initial flow rates during the drilling of the IDW.

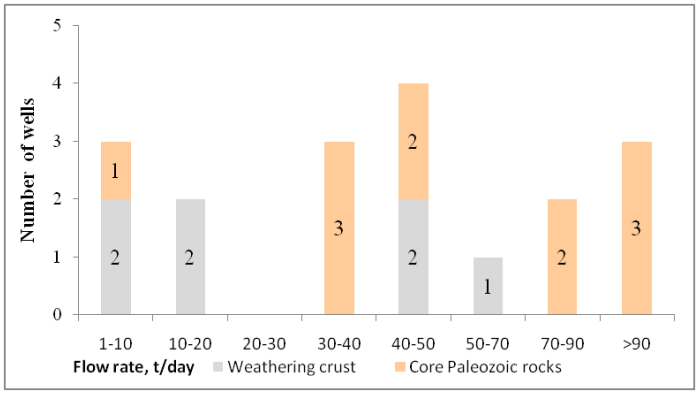


Fig. 1 Distribution of the initial accounts receivable of the IDW

When designing the development, it is necessary to consider additional types of WIT: drilling of horizontal wells (HW), horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing (HW with MGF). The design of the HW with MGF allows for a multiple increase in the area of drainage of reserves and, accordingly, productivity in comparison with the IDW. 3D modeling was performed on an adapted model in the specified real conditions of one of the fields. The forecast indicators of well operation were obtained and the economic efficiency in the analytical model was evaluated based on them. Figure 2 shows the distribution of the initial flow rates of HW and HW with MGF.

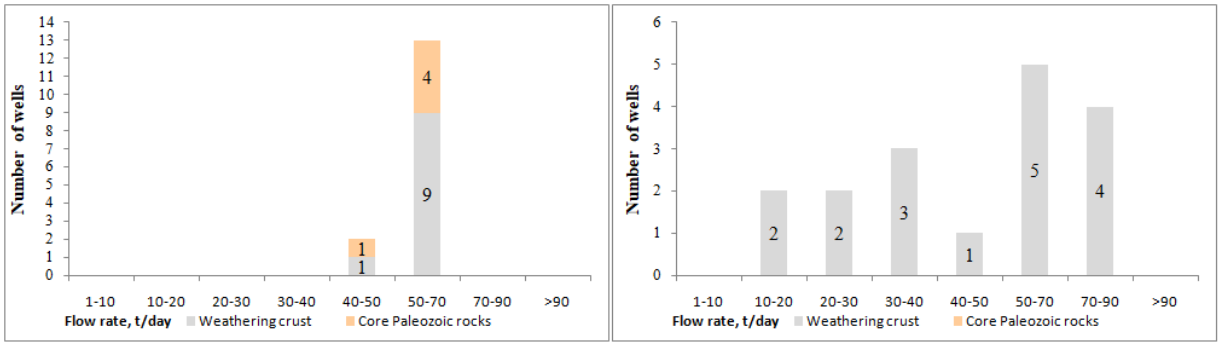


Fig.2 Distribution of the initial flow rates of HW (A) and HW with MGF (B)

Analysis of the calculations showed that all the forecast wells are cost-effective. When using horizontal wells, it is possible to achieve an increase in flow rate by 23% compared to directional wells. The method of drilling horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing allows you to increase the flow rate by almost 2 times relative to the flow rate of directional wells in the productive reservoir M. This technology is the most preferred when developing deposits related to the weathering crust. Thus, the drilling of HW and HW with MGF may become one of the most popular ways to complete the productive horizons of Paleozoic sediments soon.

References

1. Elkin E. A., Krasnov V. I., Bakharev N. K., etc. Stratigraphy of oil and gas basins in Siberia. Paleozoic of Western Siberia. - Novosibirsk, 2015. - 163 p.
2. Kleshchev K. A., Shein V. S. Prospects of oil and gas potential of the foundation of Western Siberia. - Moscow: VNIGNI, 2014. - 214 p.
3. Koveshnikov A. E., Nedolivko N. M. The weathering crusts of the Pre-Jurassic deposits of the West Siberian geosyneclise. Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. - 2012. - Vol. 320. - No. 1. - pp. 77-81.
4. Stasova O. F., Larichev A. I., Larichkina N. I. Types of oils of the Jurassic reservoirs of the south-eastern part of the West Siberian plate // Geology of oil and gas. 1998, No. 7, pp. 4-12.

CORROSION PREVENTION AND CONTROL OF DOWNHOLE PUMPING EQUIPMENT

Kaminsky Yu.K.
Scientific advisors associate professor Glyzina T.S., associate professor Pozdeeva G.P.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Modern development processes of the oil and gas field are characterized by an increasing complication of geological and technological conditions for the operation of fields and harsh environment of produced fluid. The fluid production leads to premature failures of downhole pumping equipment and oilfield pipeline leaks. One of the main reasons for the failure of oilfield equipment is the corrosion of downhole pumping equipment. Hereafter a statistics graph on oilfield equipment failure due to corrosion is presented [3].

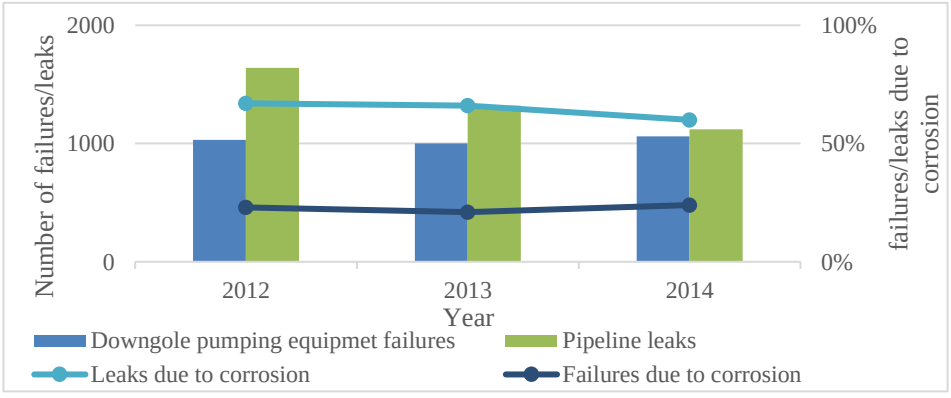


Fig. 1 Downstream pumping failures and pipeline leaks at OAO «Udmurtneft»

Today there are many ways to reduce or prevent corrosion of downhole pumping equipment. The most widely used is the chemical inhibitor method.

This method both advantages and disadvantages. The disadvantages include a high cost of effective inhibitors, insufficient thermal stability, inoperability at flow rates of more than 50 m3 per day, the lack of reliable devices that allow to inject microdoses of inhibitor into produced fluid. An efficiency of a corrosion inhibitor Napor-1012 in terms of OAO «Udmurtneft» oilfield is presented on the figure 2 [1].

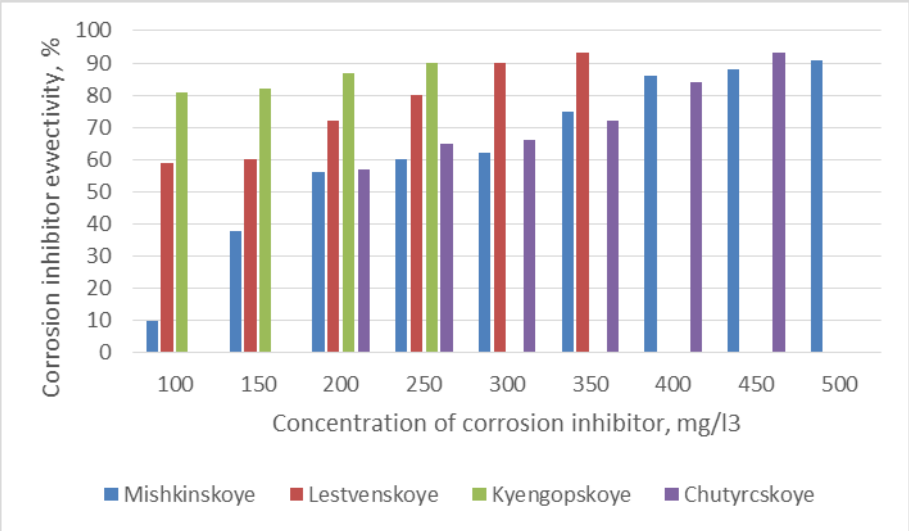


Fig. 2 Efficiency of Napor-1012 in model environments of oil fields of OAO Udmurtneft containing iron sulfide

Electrochemical or cathodic protection is the most promising method of corrosion protection in harsh environment.

Currently, these methods are quite successfully used to protect pipelines and cables, drilling platforms, offshore pipelines and chemical plant equipment. The method of cathodic protection involves the use of galvanic coupling of the corrosive metal to the auxiliary anode.

Over the period of 2011-2013 field trials were carried out at 10 wells with abnormal corrosive conditions at OAO «Tomskneft». According to the test results, a positive trend was noted in the increase in well operating time during the implementation of the cathodic protection device for the operating wells. The operating time increase factor was 1.82 [2].

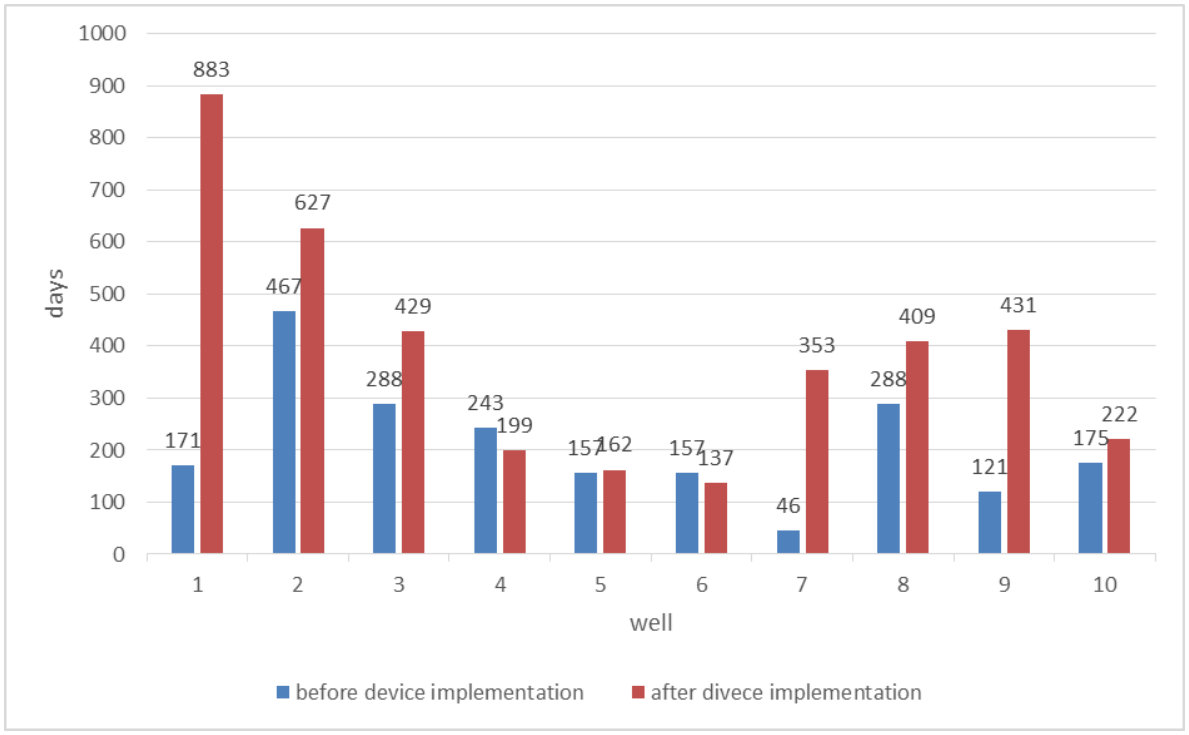


Fig. 3 Results of cathodic protection device implementation at OAO «Tomskneft»

At present time the corrosion is a major cause of serious hazards to the downhole equipment. The traditional protection technologies of borehole equipment, such as injection of the inhibitor through capillary tubes in this case ineffective. In this regard the current task is to develop devices that prevent or retardate corrosion [2].

References

1. Buldakova N.S., Ovechkina O. A., Beresnev Yu.V., Miller V.K. The study of protective properties of corrosion inhibitor Napor-1012 head in a high content of iron sulfide in oilfield environments// Territory neftegaz 2013 UDC 620.193, pp. 52-53
2. Lenchenkova L.E., Epstein A.R., Mavzyutov A.R, Akhmetov A.I. Device of electrochemical anticorrosive protection for downhole pumping unit// Territory neftegaz 2013 UDC 620.193, pp. 52-53
3. Toschevikov L.G., Miller V. K., Sadiokov E. E., Nazarov D.A. The solution on corrosion problem of downhole pumping equipment marginal wells// Territory neftegaz 2013 UDC 620.193. pp.39-42

USE OF PASSIVE SEISMIC DURING THE OIL AND GAS EXPLORATION WORKS IN THE UDMURT REPUBLIC, RUSSIA

Kashin G.Yu., Likhacheva O.V., Mironychev V.G.
Scientific advisor associate director Mironychev V.G.
Udmurt State University, Izhevsk, Russia

Currently, the level of oil production in the Udmurt Republic is on a declining trend, due to the depletion of large and medium-sized oil fields, operated for a long time. Therefore the main challenge in this region is to stabilize and increase the amount of oil extraction by exploring more prospective very small fields. The Udmurt Republic holds nearly 6,4 billion barrels of proved hydrocarbon reserves. In case of successfully discovered oil fields, the probable resources of the region are estimated at 9,6 billion barrels. The main problem is the difficulty of turning estimated resources into reserves, due to complex geology of structures and high facies' variability of layers. The most promising geological structures are very small-sized reservoirs, containing less than 2,1 million barrels of original oil in place. However, it is often difficult to detect such structures with a traditional set of exploration works, because of some problems, complicated the process. An example substantiating good prospects of searching for new hydrocarbon deposits in the Udmurt Republic is oil fields discovered in the region in 2017. They included the Vesenny, Pikhtovsky and Aleksandrovsky oil fields. Besides, there are geological exploration works in progress in the Orosovsky and Vyazovsky oil fields. Problems complicated the process of small-sized reservoir exploration and development, include:

- lithological and geological complexity of these structures;
- difficulties in proper detection of a small-sized reservoir with a small number of prospecting and exploration wells;
- some errors during the hydrocarbon reserves' calculation process and difficulties in proper locating of the exploration wells;
- difficulties in discerning of the small-sized reservoir based on 2D and 3D seismic data;
- the high cost of well drilling during the geological prospecting and exploration works as well as during the oilfield development process.

The exploration of the Oparinsky oil field, located in the Udmurt Republic, with using only a traditional set of works, was aimed to detect small oil fields. However, it has become an example of ineffectiveness. Reserves were estimated at 6,3 million barrels, and oil in place was estimated at 312 thousand barrels [1]. Eleven of the wells were drilled in this field, but ten of them turned out to be empty. According to geological prospecting works, reserves have been estimated at 312 thousand barrels and oil in place – at 64 thousand barrels. Well drilling in the Oparinsky oil field alone consumed $22 million.

Table 1

Results of prospecting and exploration well drilling in the Oparinsky oil field

Estimated reserves (before the prospecting drilling), thousand bbls	6319
Original oil in place (OOIP), thousand bbls	312,4
Oil in place (OIP), thousand bbls	63,9
The number of wells	11
The number of empty wells	10
Well drilling cost, million $	22

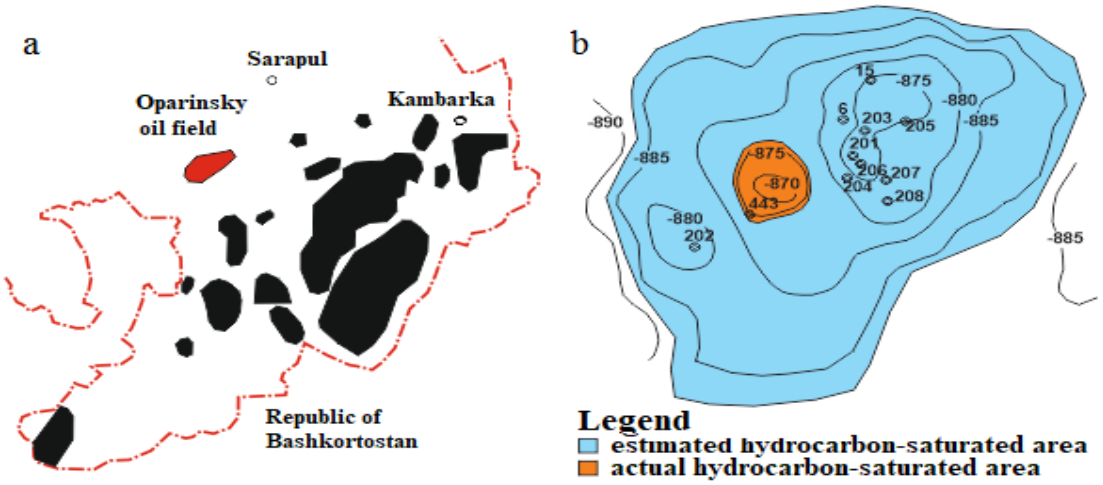


Fig. 1 Location (a) and structure map with estimated and actual hydrocarbon saturation zones (b) of the Oparinsky oil field

Passive seismic uses low frequencies as seismic sources. This technique makes it possible to give the correct forecast for the discovery of oil and gas, accumulated in reservoirs. 3D seismic is applied to detect geological structures, having good prospects, while the passive one confirms the existence of hydrocarbons with precision. The main passive seismic feature is a specific nature of the low-frequency seismic signals, carrying valuable geological information in the subsurface. These signals are produced by oil and gas bearing reservoir, rather than reflected or refracted by the layer's surface.

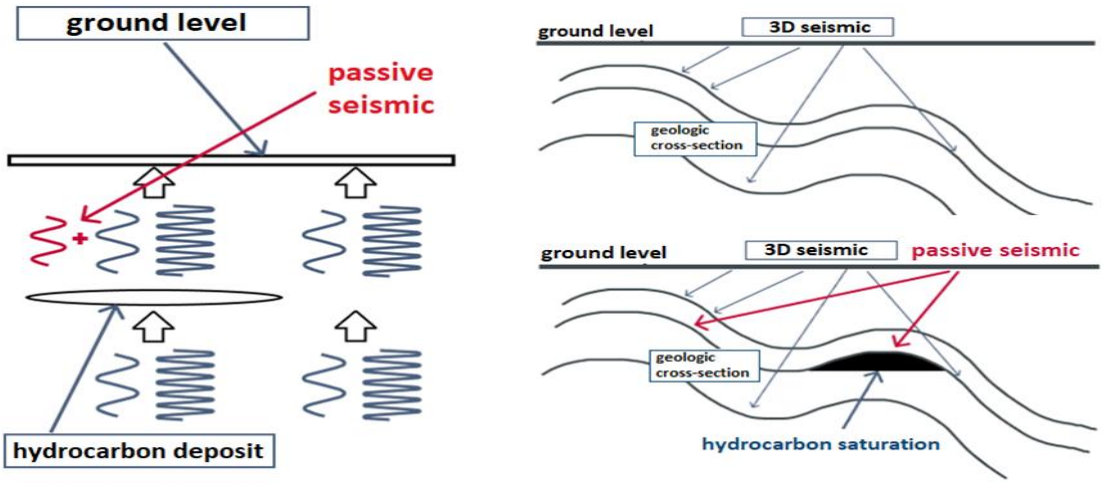


Fig. 2 Passive seismic principles

Use of passive seismic in combination with a traditional set of exploration works provides a forecast of hydrocarbon saturation, decreasing the amount of time required for the exploration process due to reducing the number of empty wells while drilling. That will lead to exploration and development cost reduction. Passive seismic implementation could provide the detecting of oil fields with less than 2,1 million barrels of original oil in place, which are considered to be unprofitable at present, due to the lack of correct mapping and high exploration well drilling cost. Passive seismic exploration may be applied to forecast for the discovery of oil and gas, accumulated in non-structural traps with complex geology as well as in small-sized reservoirs. Moreover, the proposing method provides to detect the fluid contacts of reservoirs in case if they do not correspond with the subsurface structures. This method makes it possible to determine the most appropriate locations for drilling a smaller number of exploration wells (from 1 to 3 wells). The drilling of these wells aims to confirm the results of the passive seismic and to determine reservoir lithological, petrophysical and rock pore spaces fluids properties. After that, these wells, in turn, can be used as production ones, during the subsequent process of oilfield development. That could significantly reduce the scope of search and exploration works, making the operation of very small fields much more profitable. In the Udmurt Republic, passive seismic was applied in a variant of the “ANCHAR” method in 1999. The territory of implementation included the Debyosy, Eastern Tylovay oil fields and Mar'inskaya structure. The aim was to detect and estimate geological structures for the subsequent prospecting and exploration work planning. Implementation of the “ANCHAR” technique in the Debyosy, Eastern Tylovay oil fields and Mar'inskaya structure allowed determining, that fluid contacts of reservoirs did not correspond with the subsurface structures, which were detected by 3D seismic exploration and exploration well drilling. Locations for further deep-well drilling were selected, according to passive seismic data. Passive seismic may become a way to detect missed oil-bearing reservoirs. An exploration of the Staroyaginskaya geological structure, with use the “ANCHAR” method enabled

the identification of hydrocarbons accumulated in a synclinal part of the structure. Based on the obtaining results, oil and gas saturation of this structure was forecast and more proper locations for exploration well drilling were recommended. Hydrocarbon accumulation in synclines is uncommon in the Udmurt Republic. So, in case of the absence of data, provided by "ANCHAR" method, this oil-bearing structure would have been missed. Passive seismic exploration was successfully applied in other regions of Russia as well as abroad. Implementation of the "Gradient" method made it possible to detect prospective oil and gas bearing geological structures in the north-eastern part of the Zhigulevsko-Orenburg arch and south-western part of the Tatar arch. Also, use of this method reduced the cost of deep-well drilling works. Successful well drilling results were achieved by the interpretation of passive seismic data. The projects using passive seismic have been effectively implemented for geological prospecting and exploration of various production areas in the Volga-Ural Petroleum Province, including Melekess, Buzuluk depressions and Kama, Zhigulevsko-Orenburg, Tatar, Sol-Iletsk arches. This technology has provided to get the chance of success for exploration wells up to 85%. The depth of the accurately explored zone was 400 to 7000 meters [2].

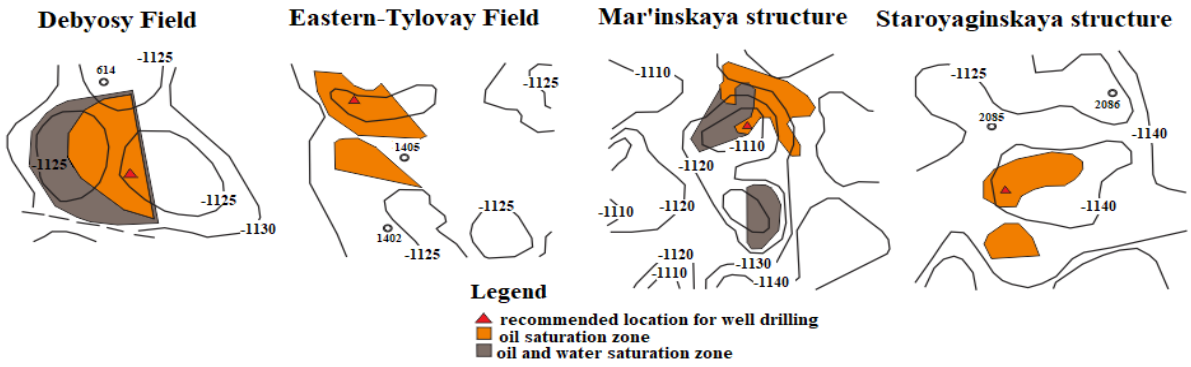


Fig. 3 Estimated hydrocarbon saturation of the Debyosy, Eastern Tylovay oil fields, Mar'inskaya, Staroyaginskaya structures, according to the "ANCHAR" method

Due to the depletion of large oil fields in the Udmurt Republic, more attention is paid to the development of very small ones, containing significant hydrocarbon reserves. However, detecting them is extremely difficult in the case of a traditional set of works. Success for exploration and production well drilling depends on how properly geological model was made and the reservoir was delineated. The results of first well-drilling largely determine the fate of the field. Proper detection of small-sized reservoirs may be much more difficult without using passive seismic exploration works. This exploration technique of finding hydrocarbons uses low frequencies as the seismic sources. The main purpose of the method is to discern geological structures, having good prospects. Passive seismic may be applied to find the most appropriate locations for proposing and exploration well drilling with further use of these wells as production ones, during the subsequent process of oilfield development. That will make the operation of very small fields much more profitable. Passive seismic exploration provides to give the correct forecast for the discovery of hydrocarbon reservoirs, occupying structurally complicated small-sized and non-structural traps [3]. Also, such an exploration method allows detecting fluid contacts of deposits in case if they do not correspond with the subsurface structure. The proposing technology also can be successfully applied to already discovered and exploiting oil fields in order to determine accurate reservoir oil-water contact as well as to monitor the process of development. Passive seismic surveys further may be conducted at regular intervals during the oilfield development in order to control the conditions of hydrocarbon reservoirs. It will rationalize the process of oilfield development, increasing the productivity index. Passive seismic may be successfully applied not only in the Udmurt Republic but also in the other regions all over the world. This technique could enable obtaining valuable exploration information, regardless of geological structure complexity and reservoir depth, for the oil fields, located anywhere in the world.

References

1. Arutyunov, S. L. Report on the implementation of experimental works with the low-frequency exploration ANCHAR method in the territory of the Udmurt Republic. Treaty A-39/99 of 02.07.1999.
2. Savelyev, V. A. Oil and gas Potential and prospects of oil resources development in Udmurt Republic. Institute of computer research, 287.
3. Sharapov, I. R., Shabalin, N. Yu. Biryaltsev E. V., Feofilov, S. A., Ryzhov, V. A. (2015). Innovative passive microseismic methods in the oil and gas industry – experience applied in Russia. Materials of the international scientific geological conference "ATYRAUGEO-2015".

PREPARATION OF MICROSCANER DATA AND CORE PHOTOS FOR JOINT ANALYSIS AND LINKING

Kim V.V., Polyanskii V.A.
Scientific advisor associate professor Merkulov V.P.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Lithological characteristics of productive formations - structures, net thickness, anisotropy of permeability are important aspects of the development of carbonate deposits. Geophysical researches of wells are a universal tool for establishing general bedding patterns, determining the type of facies environment. Also, with the help of well logs, one can assume the saturation of rocks with fluid and make calculations of the reservoir properties, for example, porosity.

However, the geophysical researches of wells do not guarantee absolute accuracy, since only it shows the magnitude of the physical fields recorded in the rocks. This allows you to make an assumption about the characteristics of the breed but does not disclose all the uncertainty, since different elements of rocks can correspond to one response. For an improved understanding of the properties of the filtration medium, a comprehensive analysis is needed, implying a comparison of the results of studies of various kinds, identification of general patterns, their interpretation, and ligation.

FMI (Formation Micro Imager) is an electric micro imager, a logging tool developed by Schlumberger for imaging the interior surface along a wellbore. Using this image, you can define the parameters of the existing fracture zones. FMI images are recorded with 192 electrodes with the help of 8 instrument shoes. A special focusing contour directs the measurement currents into the formation. The low-frequency component of the recorded signal is informative to determine the petrophysical and lithological characteristics of rocks, and the high-frequency component is used to detail the image. The probe depth reaching 762 mm is comparable to the depth of sensing the logging devices. The image is normalized by calibration by the supporting low-frequency resistance signal with greater depth of the research, the registered device itself, or according to the resistance data, registered other side logging devices. The list of the main task FMI includes structural and textural analysis, the analysis of fracture and secondary porosity, rock stress analysis, assessment of the state of the wellbore, as well as a detailed binding and core orientation, macrofacial analysis.

Preparation of images obtained using an electric micro imager, first need to be displayed so that the right and left side of the image corresponding to the northern azimuth direction (Fig. 1).

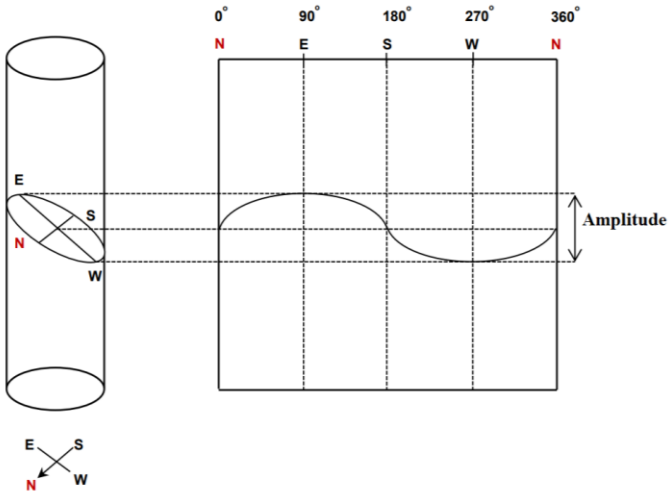


Fig.1 Determination of the azimuth of the crack and the angle of its fall based on the micro imager data (FMI) [2]

To accomplish the tasks set, first of all, it is necessary to analyze the system of fractures in the well which includes its qualitative and quantitative assessment. In order to determine the prevailing direction of fracturing for the subsequent planning of well placement and ensuring fluid filtration to them, the dip angles and azimuths of the fracture strike are determined. For this gole the borehole diameter and the magnitude of sinusoidal amplitude are used, obtained on the basis of the FMI data image, reduced to the form shown in Figure 1 [3].

The following parameters can also be attributed to a quantitative assessment of the fracturing of a mountain bed:

– fracture wings;
– fracture opening;
– fracture permeability;
– fracture intensity.

Conducting cracks are isolated, which are recognized on images as conductivity anomalies, as well as resistive cracks, which the resistance anomalies recognize. Usually, the presence of calcite, quartz, pyrite, or clay is such anomalies. Next, begin directly to the quantitative evaluation of fracture, the main task is to determine the fissure opening because it has a precisely significant effect on the well flow [4].

After the secondary porosity analysis, we find cavernous intervals, after which we carry out its qualitative characteristic. The calculations are based on the Archi Dakhnov equation in the washed zone.

Having allocated and defining all cracks and cavities on the image, we carry out texture analysis, according to which terrigenous sediments or carbonate are distinguished.

Also directly produce rock stress analysis, since in the process of drilling in the well can form technogenic cracks and bore (Fig. 2). The presence of technogenic fracturing or breakouts makes it possible to estimate the direction of maximum and minimum horizontal stress.

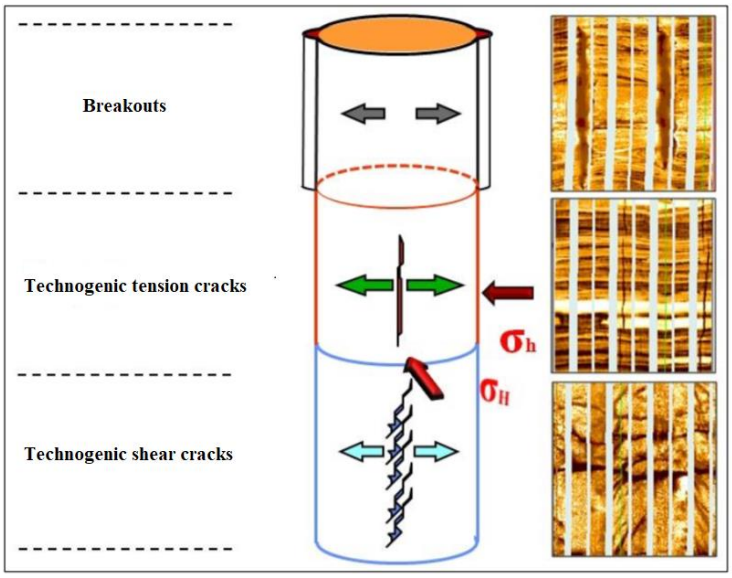


Fig.2 Rock stress analysis

Technogenic cracks are formed in the direction parallel to the direction of the maximum horizontal stress. The breakouts are formed in the direction parallel to the direction of the minimum horizontal stress.

Ultimately, for further comparison of FMI and core data, and macrofacial analysis is made of detailed linkage of the core with FMI images. When linking this data, it is necessary to target the core on the position of the reference point.

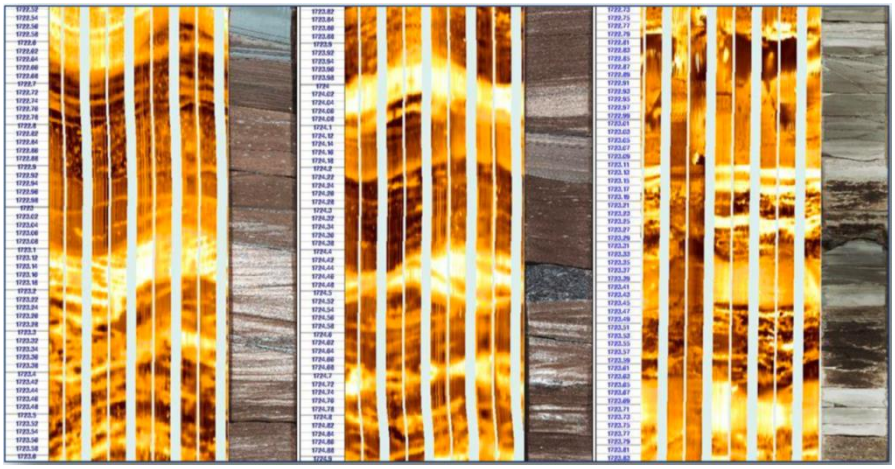


Fig.3 Example of detailed linking core

The use of well microscanners is applied not only for carbonate but also for terrigenous deposits in Western Siberia. Accounting for qualitative and quantitative evaluation of fracture with FMI allows you to create the most believable three-dimensional geological models that can form the basis of a realistic hydrodynamic model of the field. Integral analysis of FMI images with the interpreted parameters of the prevailing fractures and their types, in conjunction with core photos, allows for a high-quality texture analysis of the reservoir rocks, as well as to establish the regularities of the filtration flow with maximum accuracy.

References

1. FMI – азимутальный электрический микроимиджер [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.slb.ru/services/wireline/open_hole/imagers/fmi/.
2. Shafiezadeh, M. A New Approach towards Precise Planar Feature Characterization Using Image Analysis of FMI Image: Case Study of Gachsaran Oil Field Well No. 245 / M. Shafiezadeh, M. Ziaee, B. Tokhmchi. – 2014. – 8 p.
3. Borehole Imaging Tools – Principles and Applications / P. Gaillot, T. Brewer, P. Pezard, E. Yeh. – 2007. – 4 p.
4. Lorenz J. C., Cooper S. P. Atlas of natural and induced fractures in core. – John Wiley & Sons. – 2017. – 324 p

PRACTICAL APPLICATION OF HYDRAULIC FLOW UNITS IN PETROLEUM ENGINEERING

Kononov V. S.
Scientific advisor professor Chernova O. S.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Oil and gas reservoir description nowadays incorporates both geological and petrophysical rock assessment. The main parameters, which define reservoir filtration characteristics are permeability and porosity. Equations which comprise both these characteristics were derived by Josef Kozeny (1927) [8] and Philipp Carmen (1956) [5]. In 1970 s with sharp rising of oil prices secondary recovery methods began to develop simultaneously geological models appeared. [6] Thus, it became necessary to know more about inherent reservoir architecture. In 1987 William J. Ebanks Jr. defined Hydraulic Flow Unit as: "…a volume of the total reservoir rock within which geological and petrophysical properties that affect fluid flow are internally consistent and predictably different from properties of other rock volumes" [7]. This definition integrated such reservoir properties as structure, texture, mineral composition and capillary effects.

In 1993 Amaefule et al [2] introduced practical method to define Hydraulic Flow Units. Kozeny-Carmen equation was written as follows:

$$k = \frac{\varphi_e^3}{(1-\varphi_e)^2}\left(\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2}\right) \quad (1)$$

where, k is permeability, μm^2, φ_e — effective porosity (from core analysis), fraction unit, F_s — shape factor, τ — tortuosity, S_{gv} — specific area of the grain, μm^{-1}.

Then both sides of the equation (1) were divided by φ_e and square root was taken, which resulted in:

$$\sqrt{\frac{k}{\varphi_e}} = \left(\frac{\varphi_e}{1-\varphi_e}\right)\left(\frac{1}{\sqrt{F_s}\tau S_{gv}}\right) \quad (2)$$

LHS was denoted as Reservoir Quality Index:

$$RQI = 0.0314\sqrt{\frac{k}{\varphi_e}} \quad (3)$$

where, 0.0314 is multiplier if permeability is in mD. In the RHS of equation (2) $\varphi_e/(1-\varphi_e)$ was denoted as φ_z. Finally, Flow Zone Indicator was denoted as:

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s}\tau S_{gv}} \quad (4)$$

As a result, equation for Reservoir Quality Index can be written as:

$$RQI = \varphi_z FZI \quad (5)$$

It can be seen, that all the above equations comprise geological and petrophysical parameters.

Optimal number of HFU (Hydraulic Flow Units) can be determined with the help of graph analysis (cumulative probability plot) or with the help of cluster analysis. [1] Amaefule et al [2] suggested to use the new application of HFU described above to predict permeability values in uncored wells, to predict the distribution of those values in adjacent wells and to predict permeability values in interwell space. Usability of the concept was shown on different clastic and carbonate reservoirs with different geographical locations: West Africa, South-East Asia, Canada, East and West Texas. On the example of South-East Asia with the help of Spearman Rho Statistical Technique GR, Sonic and Resistivity wellogs were selected as environmentally corrected. This was done because individual log responses should not be correlated directly with pore area parameters and statistical correlation was necessary. With the usage of Bayes Theorem values of HFU were predicted in uncored intervals of two wells. Excellent correlation was achieved between predicted permeability values and actually measured ones.

Hydraulic Flow Unit concept is used globally in abroad reservoir description practice. For prediction of permeability values except Bayes Theorem it is possible to use neural networks. In 2001 R. Soto B. et al [9] introduced the way to use such approach. Core and log data from two wells of Colombian basin was used (412 core samples) in this work.

Normal probability plot of log (FZI) was created, and then clustering analysis with Ward's algorithm was performed to identify five HFU. For each HFU equation (6) was used to calculate permeability values:

$$k = 1014 * (FZI_{mean})^2 * \left(\frac{\varphi_{core}^3}{(1-\varphi_{core})^2}\right) \quad (6)$$

After that Adaptive-Network-based Fuzzy Inherence System (ANFIS) was used to predict FZI values. The authors noted good correlation between FZI values obtained from the core data and FZI values generated with ANFIS tool.

The more recent example contains the work of Ayhan Sengel and Gulcan Turkarslan (2020) [4]. HFU concept was used on carbonate reservoir of Germik field in Turkey. Five Hydraulic Flow Units were identified with RQI (φ_z) plot. For

prediction of permeability values from wireline logs Artificial Neural Network (ANN) was used. The results were used to calculate FZI logs and apply derived HFU spatial distribution to build 3D permeability model. After that dynamic model was history matched and authors noted good collaboration of obtained results with history production rates and static bottomhole pressures. Some uncertainties, though were met due to the impact of natural fractures in the reservoir. Authors are planning to improve the simulation model by integrating image logs and seismic attributes.

Amanat Ali Bhatti et al (2020) [3] used HFU approach together with Electrofacies analysis on the Sawan Gas field in Pakistan. Five HFU were identified by calculating RQI (φ_z) plot, which gives mean FZI values for every Hydraulic Flow Unit. The results were used to determine permeability in Sawan-7 well. After that electrofacies (EF) analysis was used on Sawan-7, Sawan-01, Sawan-09 and Sawan-3B wells. EF analysis was performed using k-mean clustering method. Values of permeability were also estimated in the wells Sawan-07, Sawan-02 and Sawan-3B. The authors note, that results obtained on the well Sawan-3B are doubtful, because of lack of core data to validate them. However, authors conclude that applied techniques were useful in estimating reliable permeability values on the Sawan Gas field in circumstances of limited data.

References

1. Chernova O.S. Nauchnye osnovy postroeniya geostaticheskih modeley I geometrizatsii yursko-melovyh prirodnyh reservuarov Zapadnoy Sibiri na baze petrofizicheskih I sedimentologicheskih isledovaniy kerna: dissertatsiya …doktora geologo-mineralogicheskih nauk. Tomsk, 2018
2. Amaefule, J.O, Altunbay, M., Tiab D, Kersey D.G., and Keelan D.K, Enhanced Reservoir Description: Using core and log data to identify Hydraulic (Flow) Units and predict permeability in uncored intervals/wells, SPE 26436, presented at 68th Ann. Tech. Conf. And Exhibit., Houston, Tx., 1993.
3. Amanat Ali Bhatti, Atif Ismail, Arshad Raza, Raoof Gholami, Reza Rezaee, Ramasamy Nagarajan, Eric Saffou, Permeability prediction using hydraulic flow units and electrofacies analysis, Energy Geoscience Journal 1 (2020) 81-91, 2020 Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute. Publishing services by Elsevier B.V. on behalf of KeAi Communications Co. Ltd.
4. Ayhan Sengel, Turkish Petroleum; Gulcan Turkarslan, Schlumberger, Assisted History Matching of a Highly Heterogeneous Carbonate Reservoir Using Hydraulic Flow Units and Artificial Neural Networks, SPE-200541-MS
5. Carmen, P.C.: “Fluid Flow through Granular Beds.” Trans. AIChE (1937) V. 15, 150-166.
6. Dake, L.P, The practice of Reservoir Engineering (Revised Edition), Elsevier Science, Oxford, United Kingdom, 2001.
7. Ebanks W.J.. Jr.: “Integrated Approach to Reservoir Description for Engineering Projects (abstract only) AAPG Abstract Flow Unit Concept.
8. Kozeny, J.: “Uber Kapillare Leitung des Wassers im Boden, Stizurgsberichte,” Royal Academy of Science, Vienna, Proc. Class 1 (1927) V. 136, 271-306.
9. R. Soto B. and J. C. Garcia, Ecopetrol-ICP; and F. Torres and G. S. Perez, American Geoexploration, Permeability prediction using hydraulic flow units and hybrid soft computing systems, SPE 71455, presented at Ann. Tech. Conf., New Orleans, Lousiana, 2001.

RESERVOIR DRIVE MECHANISM AS A GEOLOGICAL PARAMETER: FURTHER PROSPECTS OF ITS STUDY AND APPLICATION

Kornev A. I.

Scientific advisor associate professor Pozdeeva G. P.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The relevance of studying the parameter "reservoir drive mechanism" in terms of energy state is the key parameter in the reservoir development.

The production conditions of petroleum deposit is the expression of the driving forces that ensure the fluids movement to the bottom of producing wells. The reservoir drive is determined primarily by reservoir pressure determining the prevailing type of reservoir energy. For this purpose, reservoir pressure is compared with the hydrostatic pressure (normal). [2]

Indicators forming the basic concept of the production reservoir drive are abnormal high reservoir pressure, interaction of filtration-volumetric parameters and energy reservoir characteristics, and interference between the wells (exemplified by the Yamburg gas condensate field and the Urengoy oil and gas condensate field).

Various fluid systems determine reservoir pressure values. The hydrocarbons and groundwater movement under the formation pressure conditions cause Elysian Fluid Systems (EFS). Typically, this pressure exceeds hydrostatic one. The rock pressure is an acting force in an elision fluid system. In addition, the overlying layers weight, elision processes, and rock compaction rate predetermine the value of reservoir pressure. In geodynamic fluid systems (GFS), formation pressure is not equal and dependable on hydrostatic pressure. Therefore, the main factors determining the pressure are resonance wave processes in the geological medium, caused by deformation, microseismic, electric and magnetic fields. Earth Stresses specify pressure in geodynamic fluid systems. Stresses form deformation-stress zones. Abnormally high formation pressure is characterized by these zones. [3] Reservoir pressure is formed due by overlaying deformation and high frequency wave fields. In addition, there are distinguished closed, semi-closed and open fluid systems characterized by abnormally high reservoir pressure. Such systems with reservoir pressure exceeding rock pressure are termed endogenous systems. The peculiarity of such systems is the overlaying of two anomalies: pressure and temperature.

The object of the given /present study is the Urengoy field. The deposit of this field is not an endogenous. System, as the temperature in some areas decreases (is not anomalous) and refers to the semi-closed geostatic elision fluid systems. The pressure depends on the consolidation degree of the adjacent reservoir rocks and the displaced water volume into the sandstones.

There is an occurrence of geodynamic fluid system in some areas of the strata. Horner's method has been used to determine reservoir pressure in the abnormally high reservoir pressure zone (AHRP):

$$P = \ln(T^* + t)$$

Where: T^* - average operation duration before the well shut-in; t - is the time from the beginning of the well shut-in [3].

Based on the results given in Table 1, let us analyze the map of reservoir pressures of the Achimov sequence (Fig. 1). The map data confirm the AHRP zone with closed-elastic reservoir drive in the Urengoyskoe field. In addition, in the depression zone there is a transition from the closed-elastic reservoir drive mechanism to the dissolved gas reservoir drive.

Table 1

Inaccuracy in determining reservoir pressure by Horner's method

Reservoir pressure in the depression zone, Mpa	Saturation pressure, Mpa	Reservoir pressures in AHRP area, Mpa		Deviation of the Horner's method of reservoir pressure values from the accepted, %
		measured values	according to the Horner's method	
20.6	21.3	60.43	61.823	1.74
20.6	22.6	60.756	62.396	0.83
23.3	23.2	60.973	62.324	0.94
28.6	24.7	61.495	62.324	0.94
29.2	25.9	61.934	62.917	0

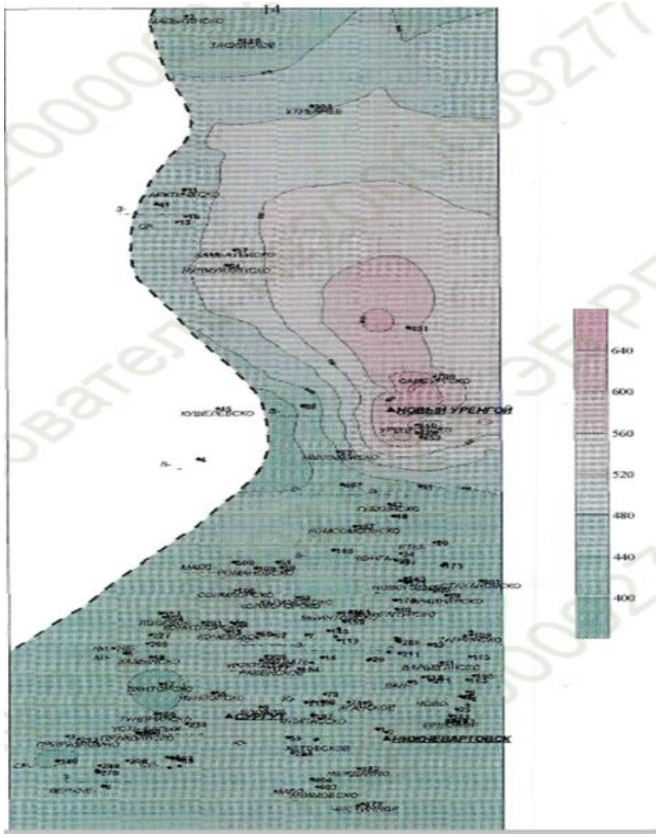


Fig. 1 The reservoir pressure map of the Urengoy field (the Achimov sequence)

Let us consider the porosity & permeability properties filtration-volumetric characteristics (FVC) of the Yamburgskoye gas condensate field. This system is represented by continental aleurolite-siltstone, often-loose rocks with subordinate interlayers of clays and coal. [1] Considering this characteristics, we may study the permeability of rocks depositing to the gas-water contact (GWC) (Fig. 2).

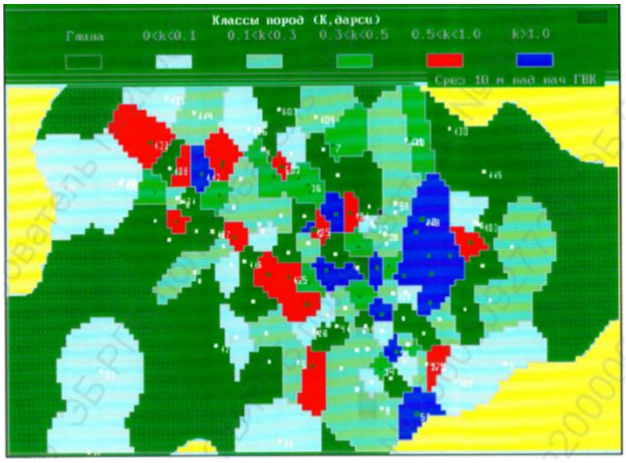


Fig. 2 The rock permeability of the Yamburg field section at the depth of 10 meters from the GWC surface

Due to the GWC influence on the rock porosity by flooding and destruction of the rock structure, there is a marked predominance of clay and a class of low porous rocks. Although the thickness itself has good FVC, especially in sandstones and aleuroliths. In general, high FVC found throughout the field. Since flooding determines the GWC rise rate and causes the reservoir pressure to drop, specifies the time of possible well flooding, which can be determined by the dependence of the gas-water condensate rise rate on the permeability of:

1) V=0.002+0.731 Kpr - for porous rock < 500 mD
2) V=0.048+0.153 Kpr - for porous rock > 500 mD

Since the Senoman occurrences have high permeability (> 500 mD), the second formula should be used. Thanks to this, we can make up graph of the lithological structure according to the rocks permeability, the dynamics of the GWC rise and the reservoir pressure decline of the cluster wells (Fig. 3).

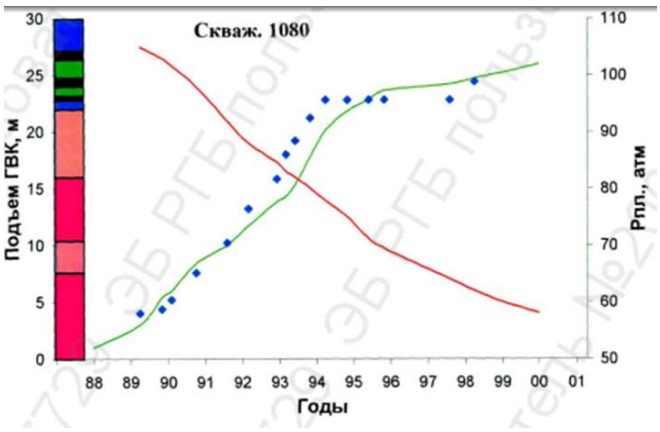


Fig. 3 Lithological formation, dynamics of GWC rise and reservoir pressure decline

According to the graph, it can be concluded that the permeability increase leads to the GWC rise rate and, as a result, reservoir pressure decline accelerates. There is a transition in the reservoir energy characteristics from the elastic-water pressure to the water pressure state [4].

By studying these indicators affecting reservoir pressure - the main parameter of reservoir drive mechanism - it is possible to evaluate the reservoir energy characteristics and predict its further changes. It is also important to note the methods for regulating the reservoir drive mechanism. In the Urengoyskoye field, it is necessary to set the compensated fluid withdrawal to maintain the closed-elastic reservoir drive. In the Yamburgskoye field, it is necessary to reduce the number of wells in the cluster in order to reduce the GWC rise rate and increase the reservoir pressure to its approximate initial values. This assists in maintaining the elastic reservoir drive mechanism.

References

1. Ponomarev A. N. Efficient well operation during of oil and gas complex reservoirs development: dissertation ... D. in Technical Sciences: 25.00.17. - Tyumen, 2001.
2. Guidelines for geological and field analysis of oil and gas fields' development / Edited by A.Yu. Korshunov - M.: Department of field development and licensing, 2002.
3. Kashparov, Y. M. Improved methods for efficient well operation in the development of Cenomanian deposits: the Yamburgskoye field case-study: dissertation ... D. in Technical Sciences: 05.15.06. - Moscow, 2000.
4. Oil and gas fields Development and exploitation / Edited by I.R. Yushkov, G.P. Khizhnyak, and P.Y. Ilyushin. - Moscow: Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2013.

INVESTIGATION OF COMPLEX GEOLOGICAL STRUCTURE FEATURES OF CARBONATE RESERVOIR AND ITS TYPING ON THE OILFIELD EXAMPLES

Kundich D.D.
Scientific advisor professor Chernova O.S.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The aim of the work is to consider and typify the carbonate reservoirs of the Volga-Ural oil and gas province of the Orenburg region using the example of Ananyevskoye and Baklanovskoye fields.

The object of the research is the productive interval of the tourney-timan.

Paleogeography

The Volga-Ural oil and gas province occupies the eastern part of the Russian platform, stretching from the Baltic Sea in the West to the Ural Mountains in the east. In the north, the boundary is the Timan uplift, in the south - a sharp scarp, common with the northern edge of the Caspian basin. [one]

Geology

In the section of the Paleozoic productive complex on the territory of The Volga-Ural oil and gas province, a large number of productive strata are established, composed of terrigenous and carbonate rocks. The study of the reservoirs was carried out on the basis of core data and geophysical data (GIS). The lithological features and reservoir properties of the Upper Devonian and Tournaisian deposits are associated with the development at this time of the troughs of the Kama-Kinel system and adjacent parts of the Zhigulevsky and Tatar arches that were not compensated by sediments. [2] An important role in the formation of reservoir properties due to permeability and secondary porosity was played by repeated breaks, accompanied by erosion of carbonate rocks.

According to the core and logging in the Upper Devonian strata, layers are identified, composed mainly of limestones, less often of limestone dolomites. Limestones of pelitomorphic, crystalline and organogenic structures, sometimes fractured with secondary calcite along fractures. The reservoir properties of these deposits are low.

Reservoir typification based on field examples.

1. Ananievskoe.

The productive strata of the Tournaisian stage are associated with undivided carbonate deposits, represented by gray, dark gray limestones, recrystallized to varying degrees, clay interlayers, organogenic detrital, dense. Formations T2 '+ T2 and T1 are distinguished. Layer T1 is composed of cavernous, porous, fractured limestones. Formations T2 '+ T2 are represented by porous and cavernous limestones.

The sediments cover the relief of the Fansko-Famennian period like a cloak. The accumulation of sediments took place on a shallow shelf. The sediments formed under these conditions are distinguished by the uniformity of lithology, the consistency of the total thickness of the reservoir, and the correlability of the reservoirs.

Sediments of the Upper Devonian are represented by mudstones, siltstones, gray, dark gray, micro-fine crystalline limestones. The dependences of permeability on porosity were plotted for the Tournaisian carbonate reservoir (Fig. 1).

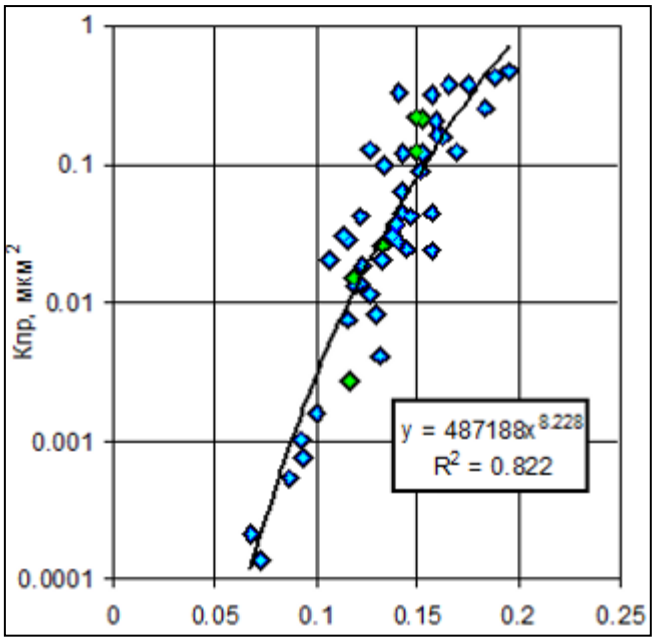


Fig.1 Dependence of porosity on permeability for the Tournaisian strata of the Ananievskoye field

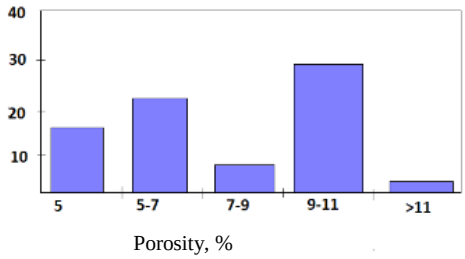


Fig.2 Distribution of porosity in the productive interval

Porosity and permeability of carbonate deposits vary from 5.0% to 11.2% and from 0.01mD to 96mD.

2. Baklanovskoe

The Tournaisian stage is represented by limestones and dolomites, irregularly sulfated. Productive strata T1 and T2 are identified in the limestone strata. Seams T1 and T2 are represented by alternating dolomites and limestones of varying degrees of dolomitization, sometimes clayey, of small thickness and separated from each other by a pack of compacted, low-permeable rocks. The beds are composed of cavernous-porous limestones, dolomitized to varying degrees, alternating with compacted varieties. The deposits of the Upper Devonian are represented by limestone dark gray and gray with a brown tint, dense, strong, with comminuted fracture. The dependences of permeability on porosity were plotted for the Tournaisian carbonate reservoir (Fig. 3).

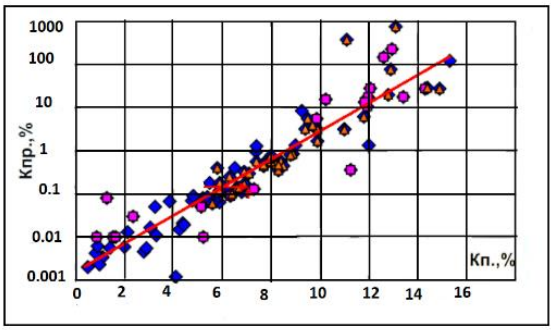


Fig.3 Dependence of porosity on permeability for the formations of the Tournaisian age of the Baklanovskoye field

Capacitive properties vary in a wide range (from 0.7% to 7.0% according to core study data). The uneven vugs and fractures of the carbonate reservoir in the Tournaisian-Timan interval were highlighted in the core description. Thirty-six core samples were examined. In general, the porosity and permeability of carbonate deposits in the samples representing the effective reservoir capacity T1 + T2 vary from 7.0% to 15.3% and from 0.03 mD to 122.31 mD. The weighted average values of the porosity coefficient over the effective thickness - 10.5%, permeability - 11.8 mD. Figure 4 shows the distribution of porosity.

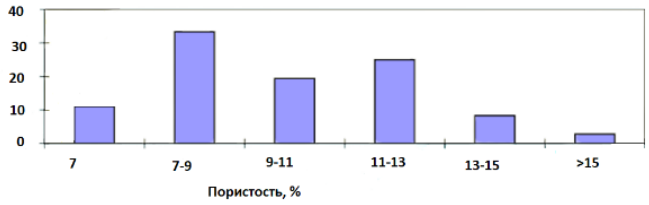


Fig.4 Distribution of porosity in the productive interval

References

1. Patterns of location and conditions for the formation of oil and gas deposits in the Volga-Ural region / edited by the Ministry of Oil Industry of the Academy of Sciences of the USSR - Moscow: Publishing House, 1973. – 10 p.
2. Kontorovich AE, Livshchits VR, New assessment methods, structure features and ways of developing predicted oil resources of mature oil and gas provinces // Scientific journal Geology and Geophysics, 2017 – 1838 p.
3. Puchkov V.N., Kozlov V.I. Features of the tectonics of the Volga-Ural oil and gas region // Scientific and technical journal Georesursy, 2005 – 26 p.

FORECASTING HYDRAULIC FRACTURING OF LOW-PERMEABILITY RESERVOIR BASED ON MATHEMATICAL MODELING AND ANALYSIS OF PRODUCTION DATA IN THE Y FIELD

Newfel Mahdi
Scientific advisor professor Zyatikov P.N.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

This study focuses on permeability and flow rate enhancement procedures for low permeability formation by creating a conductive path using a fracture model.

Fracpro simulator is used to efficiently simulate the fracturing process. The study focuses also on an effective fracture design procedure and parameters affecting fracture design, as the simulation results show us the effect of the selected hydraulic fracture geometry on oil production..

The purpose of this study is to analyze the role of one of the factors affecting the effectiveness of hydraulic fracturing, namely the size of the fractures, by studying the influence of the size of the fractures on the efficiency of the process using the FracPro program. south of Algeria.

The economical production of hydrocarbons from entrained oil and gas reservoirs requires smart skills and advanced and cost-effective technologies. Fracturing is a technology that has been used in the oil and gas industry for many decades to create highly conductive channels in low permeability formations, and it was discovered that the use of proppant is very important for the recovery of hydrocarbons. This was the first stimulation operation to be directly compared to acidizing. This study explains the mechanical characteristics of rocks, such as the distribution, shape and orientation of fractures [3].

Introduction to FracPro software.

It is a fracture design simulation software, a 3D fracture simulation has been validated by mini-frac and post-frac measurements to provide a scientific basis. These were not only analytical models, but GTI also developed diagnostics and conducted laboratory experiments in the field to determine where the crack goes (spreads), how far it goes and what parameters determine its fate.

Fracture modeling

Table 1

Stages of Achieving Hydraulic Fracturing

reservoir parameters	Fluid and proppant selection
Treatment schedule	
Well production	
Optimizing economic data	

Fracturing data

Table 2

Summary of fracture geometry *

Crack half-length (м)	72	Propped half length (m)
Total crack height (м)	42	Total reference height (m)
Depth to the top of the crack (м)	3443	Depth to top of supported crack (m)
Depth to the bottom of the crack (м)	3485	Depth to the bottom of the supported crack (m)
Equivalent number of multiple fractures	1.0	Maximum. Crack width (inches)
Fracturing fluid efficiency **	0.26	Average Crack width (inches))
		Average Proppant Concentration (lb / ft²)

* All indicated values refer to the fracture system as a whole at a model time of 144.49 minutes (end of shutdown at Stage 12 after flushing out the main hydraulic fracture)

** The value is indicated for the end of the last stage of injection (stage 11, flushing of the main hydraulic fracture)

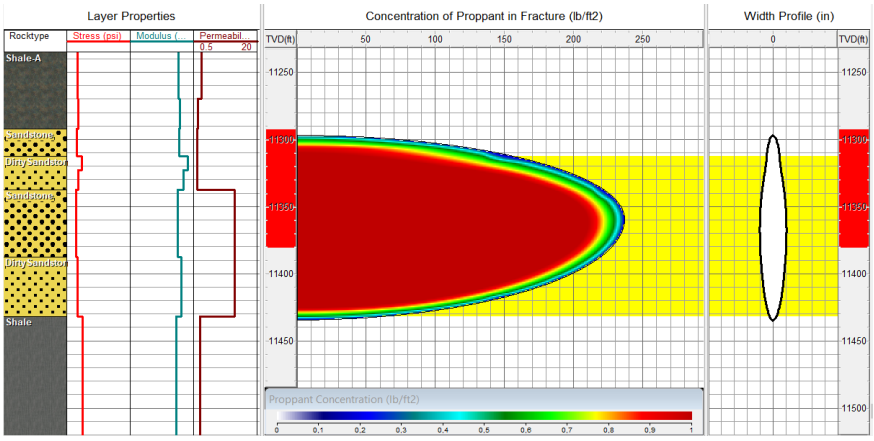


Fig.1 Simulation of fracture sizes by hydraulic fracturing using the FRACPro program

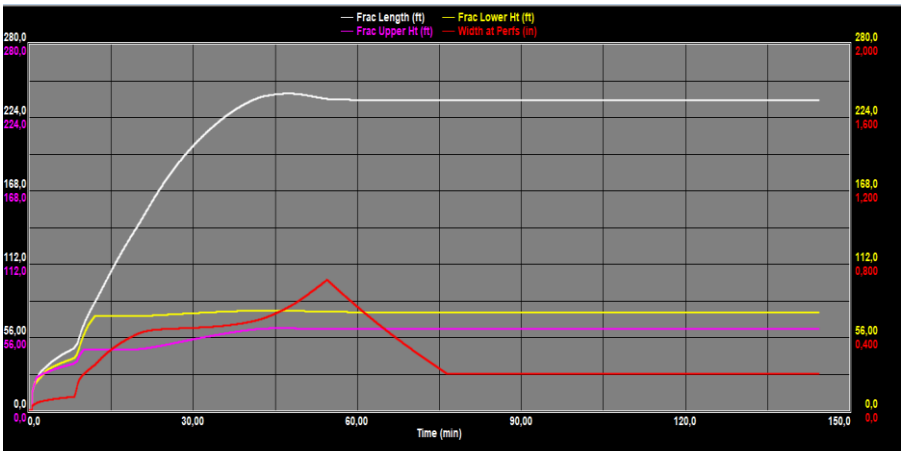


Fig.2 Changes in fracture size due to hydraulic fracturing over time

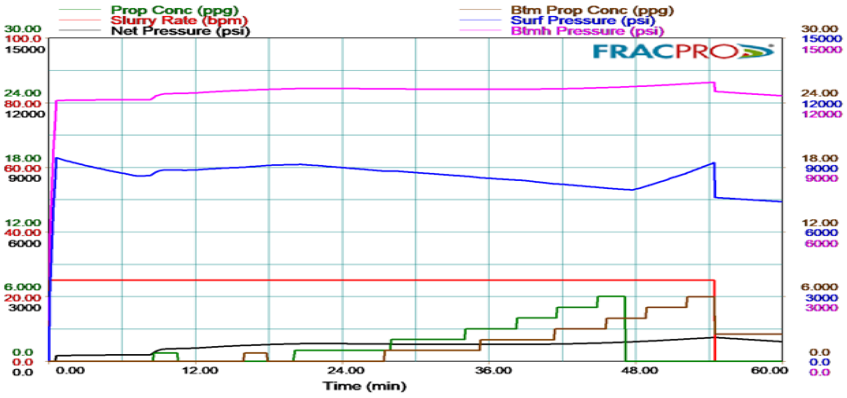


Fig.3 Curve showing the results of the hydraulic fracturing process (simulated using the FRACPro program)

Results analysis

- In the process of hydraulic fracturing, both the pressure at the bottom of the well and the pressure at the surface increased.
- The bottomhole pressure increased at the end of the process to 12,000 psi as shown in the graph in Figure 3.
- In the formation, permeability before using the hydraulic fracturing process was very tight at about 0.5 md. After using hydraulic fracturing, the permeability increased to 25 md. The conductivity of the formation has changed from 123.52 md-ft to 1642.3 md-ft, as shown in the graph in Figure 1.

The influence of fracture size on the fracturing process is associated with many factors, the most important of which is the nature of the geographic layers and the fluids used, since for the efficiency of the process it is associated with natural fractures, in the case of natural fractures, as the effect of increasing the length or height of the fracture as a result of hydraulic

the fracture is better when it intersects more with natural fractures, which creates more permeable inner surfaces, so a good study of the nature of the geological plates as well as natural fractures is necessary to determine the ideal dimensions.

References

1. Lecampion, A. Peirce, E. Detournay, X. Zhang, Z. Chen, A. Bunger, C. Detournay, J. Napier, S. Abbas, D. Garagash, The impact of the near-tip logic on the accuracy and convergence rate of hydraulic fracture simulators compared to reference solutions, in: Effective and sustainable hydraulic fracturing, InTech, doi:10.5772/56212, 2013.
2. Lecampion, H. Zia, Slickwater hydraulic fracture propagation:neartip and radial geometry solutions, Journal of Fluid Mechanics .
3. Zia H., Lecampion B., Zhang W. Impact of the anisotropy of fracture toughness on the propagation of planar 3D hydraulic fracture, International Journal of Fracture 211 (1-2) (2018) 103–123, doi:10.1007/s10704- 018-0278-7.
4. Moukhtari F., Lecampion B., Zia H., Propapagation of a planar hydraulic fracture perpendicular to the isotropy plane of a transversely isotropic material, in: 53rd US Rock Mechanics/ Geomechanics Symposium, 2019
5. Crouch S.L., Starfield A. M., Rizzo F. Boundary element methods in solid mechanics, Journal of Applied Mechanics 50 (1983) 704.
6. Hills A., Kelly P., Dai D., Korsunsky A. Solution of crack problems: the distributed dislocation technique, vol. 44, Springer Science & Business Media, 1996.
7. Batchelor G., An Introduction to Fluid Dynamics, Cambridge University Press, Cambridge, UK, 1967.
8. Economides M. (1992). Practical assistant for reservoir stimulation. Amsterdam: Elsevier Technical Map for Well OMM-202, Hassi Messaoud, Algeria, courtesy of Halliburton, 2020
9. Badzhestani B.M. and Osuli A. (2015). The effect of interaction between hydraulic fracturing and natural fractures. When cracks propagate. International Society of Rock Mechanics and Rock Engineers.

SPATIAL VARIABILITY OF ORGANIC MATTER IN SURFACE SEDIMENTS OF THE LAPTEV SEA SHELF (EASTERN PART)

Oberemok I.A.

Scientific advisor associate professor Gershelis E.V.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Increasing global warming in the Arctic leads to a significant rate of terrestrial and submarine permafrost degradation [6, 9]. A vast amount of remobilized organic matter (OM) is involved in the modern biogeochemical cycle. It was shown that an increased supply of remobilized ("old") OC may lead to severe acidification of the Arctic waters and significantly contributes to the greenhouse effect as a result of the OC to CO_2 transformation. Understanding of the fate of terrestrial OM moving from the land to the Arctic shelf is essential for predicting the potential feedback of Arctic ecosystems. Reliable identification of both OM sources and the mechanisms of its trans-formation within the "land – shelf" system is an important step towards a comprehensive understanding of the modern Arctic carbon cycle.

The East Siberian Arctic Shelf (ESAS), represented by the Laptev Sea, the East Siberian Sea, and the Russian part of the Chukchi Sea, is unique because it occupies a huge area (>$2*10^6$ km^2) and has a shallow average depth (~50 m). Moreover, the ESAS contains more than 80% of the world's subsea permafrost which is believed to store permafrost-related and continental slope methane hydrates [8, 9].

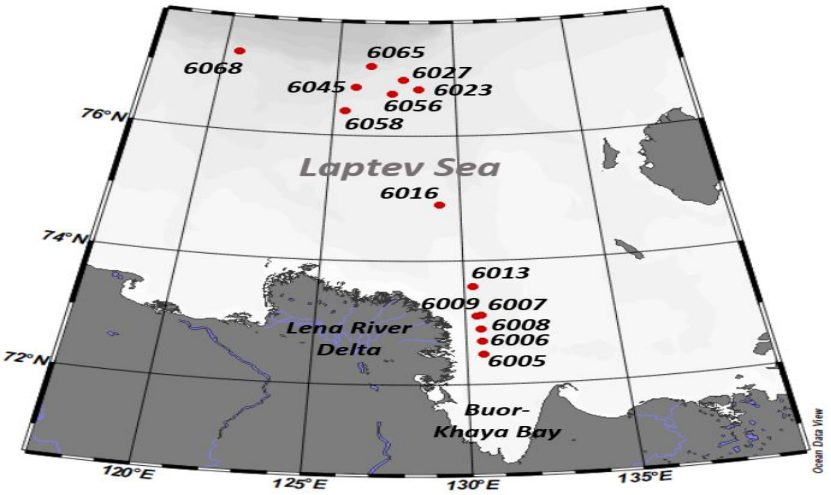


Fig. 1 Sample stations

The Laptev Sea is an Arctic sea dominated by terrestrial OM that receives a substantial contribution from both coastal erosion and Lena river runoff [7]. It was previously shown that accelerating coastal erosion acts as the main contributor to the terrestrial OM pool exported to the Laptev Sea [10]. About 25% of the Laptev Sea coastline is composed of ice-rich permafrost deposits known as the Yedoma Ice Complex which is highly susceptible to erosion. The retreat rate of the permafrost-dominated coast has been steadily increasing due to the combined action of thermal and mechanical forces [4]. The total input of the

intense coastal erosion to the Laptev Sea and the East Siberian Sea is estimated at 4.0 – 22.0 ± 8.0 Tg/year (the submarine permafrost degradation is included) [6, 10]. Besides, the Lena River exports large volumes of the fresh water discharged to the Laptev Sea, being the main fluvial sediment source for the ESAS. During the land-to-shelf transport, exported organic matter undergoes aerobic biochemical decomposition, which can be re-mineralized to CO_2 or delivered to the deep-water part of the Arctic Ocean [1].

Our research attempts to characterize the modern OM stored in the surface sediments of the Laptev Sea in order to estimate its composition variability and attempt to identify the OM sources along the profile "coastline - outer shelf".

We analyzed 14 surface sediment samples (horizon 0 - 2 cm) collected across the Laptev Sea shelf during the Arctic expedition onboard the Russian R/V Academician M. Keldysh during fall 2018 (Fig.1). A box corer was used to collect sediment samples.

Grain-size (laser diffraction method; SALD-710, «Shimadzu»), pyrolytic (Rock-Eval 6 Turbo, VINCI Technologies), and GC-MS (Agilent 7890B (GC) – Agilent Q-TOF 7200 (MS)) analyses were performed. To provide relevant data for the modern OM an adapted Rock-Eval temperature program "Reservoir" has been applied.

According to the pyrolysis data, total organic carbon (TOC) varies from 0.4 to 2.71 wt%. Free hydrocarbons and low molecular weight OM, considered as lipid fraction (S_1), range from 0.11 to 0.73 mg HC/g. The predominantly higher TOC and S_1 values are found in the coastal zone (> 1 wt% and > 0.4 mg HC/g, respectively).

The contents of relatively thermo-labile hydrogen-rich OM or biopolymers (S_2) and CO/CO_2, released by oxygen-containing OM or geopolymers (S_3), correspond to 0.67 – 2.92 mg HC/g and to 1.18 – 5.4 mg HC/g, respectively. Consequently, the fraction of the lipid extractable component in the total OM yield is, on average, 13 times less than the fraction of biogeopolymers stored in the sediments ($S_2 + S_3$).

The sediment distribution suggests a relatively low HI (hydrogen index) and a higher OI (oxygen index). The HI of all samples is higher than 100 mg HC/g Corg and ranges from 103 to 181 mg HC/g Corg, which indicates the presence of a hydrobiont component in the OM. The maximum HI values are recorded in the samples taken from the outer shelf. The OI ranges from 199 to 309 mg HC/g Corg. The OI can reflect both the export of already oxidized OM with river runoff and coastal erosion and the subsequent degradation of allochthonous and autochthonous OM in the water column, as far as it is buried in sediments; therefore, it is important to separate these two processes. The ratio HI/OI < 1 may be compared to a mix of "Type 2" and "Type 3" kerogens for matured OM determining planktonogenic and terrestrial origin, respectively [5].

Sediments are dominated by clay (< 2 μm) and silt (2 - 63 μm) fractions. The sand fraction (> 63 μm) is almost absent. The significant HI and clay content correlation (r = 0,71) was also revealed.

The qualitative interpretation of n-alkanes (neutral non-polar fraction) and isoprenoids (pristane and phytane) distribution was conducted. Obviously, terrestrial input is a main contributor to the OM of the studied sediments. Overall dominance of the high molecular weight (HMW) odd C_{25} – C_{31} n-alkanes indicates a significant portion of terrestrial OM exported with river discharge and thermo abrasion material [2, 3, 4]. However, for many outer shelf samples both the hydrobiont markers of the autochthonous nature (C_{15}-C_{19} n-alkanes) and the terrestrial markers mentioned before are contrastingly expressed.

Such classic geochemical indices were calculated based on the peak exit areas on received chromatograms: CPI (Carbon Preference Index), OEP_{17}, OEP_{19} (Odd Even Predominance) indexes, K_i, TAR (terrigenious to aquatic ratio), Paq, and Pr/Phy ratio.

High values of the CPI (>> 3) indicate a prevalence of vascular land plants as a source of OM and low microbial degradation state. The average K_i (0.46) and OEP (1.28) indexes also confirm low diagenetic transformation of OM. The TAR traces an increasing supply of autochtonous OM with increasing distance from the coast. In the zone of coastal sediments, the terrestrial component is clearly pronounced (TAR = 31.6), while for the outer shelf sediments, the index is 4 times lower (TAR = 7.6). The Paq index points out a low contribution of macrophytes (Paq = 0.31) with increasing values in the coastal part. The Pr/Phy ratio confirms the suboxidative environment revealed by the pyrolysis data (HI/OI ratio).

The GC-MS records are directly comparable to Rock-Eval data. The terrestrial OM contribution is clearly traced despite the great distance from the coast. This is a distinctive feature of the Laptev Sea biogeochemical regime, which was previously noted by other researchers. Our results confirm and enhance their findings with new geochemical data providing a deeper understanding of the modern biogeochemical carbon cycle in the Arctic.

This research is supported by the Russian Science Foundation, project # 19-77-00067 (Rock-Eval analysis, grain size analysis, interpretation of the results) and the Tomsk Polytechnic University Competitiveness Enhancement Program (sampling) and the President of the Russian Federation Grant for young candidates of science # MK-535.2020.5 (GC-MS analysis).

References

1. Bröder, L., Tesi, T., Salvadó, J. A., Semiletov, I., Dudarev O., Gustafsson Ö. 2017. Fate of terrigenous organic matter across the Laptev Sea from the mouth of the Lena River to the deep sea of the Arctic interior. Biogeosciences 13: 5003–5019.
2. Gershelis, E., Goncharov, I., Dudarev, O., Ruban, A., & Semiletov, I. 2019. Characterization of organic matter in bottom sediments of Ivashkina Lagoon, Laptev Sea. E3S Web of Conferences 98: 06006.
3. Gershelis, E.V., Kashapov, R. S., Ruban, A. S., Oberemok, I. A., Leonov, A. A., Chernykh, D. V., Dudarev, O. V., Semiletov, I. P. 2020. Identifying sources of organic carbon in surface sediments of Laptev sea shelf using a Rock-Eval approach. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering 331(8): 189–198. In Rus.
4. Günther, F., Overduin, P. P., Sandakov, A. V., Grosse, G., and Grigoriev, M. N. 2013. Short- and long-term thermo-erosion of ice-rich permafrost coasts in the Laptev Sea region. Biogeosciences 10: 4297 - 4318.
5. Hare A.A. Characterization of sedimentary organic matter in recent marine sediments from Hudson Bay, Canada, by Rock-Eval pyrolysis / A.A. Hare [et al.] // Organic Geochemistry. – 2014. – V. 68. – P. 52-60

6. Rachold, V., Grigoriev, M.N., Are, F.E., Solomon, S., Reimnitz, E., Kassens, H., Antonow, M. 2000. Coastal erosion vs riverine sediment discharge in the Arctic Shelf seas. International Journal of Earth Sciences 89: 450–459.
7. Sánchez-García, L., Alling, V., Pugach, S., Vonk, J., Van Dongen, B., Humborg, C., Dudarev, O., Semiletov, I., and Gustafsson, Ö. 2011. Inventories and behavior of particulate organic carbon in the Laptev and East Siberian seas. Global Biogeochem 25: GB2022.
8. Shakhova, N. E., Semiletov, I. P., Leifer, I., Sergienko, V., Salyuk, A., Kosmach, D., Chernykh, D., Stubbs, C., Nicolsky, D., Tumskoy, V., & Gustafsson, Ö. 2014. Ebullition and storm-induced methane release from the East Siberian Arctic Shelf. Nature Geoscience 7(1): 64-70.
9. Shakhova, N., Semiletov, I., Gustafsson, O., Sergienko, V., Lobkovsky, L., Dudarev, O., Tumskoy, V., Grigoriev, M., Mazurov, A., Salyuk, A., Ananiev, R., Koshurnikov, A., Kosmach, D., Charkin, A., Dmitrevsky, N., Karnaukh, V., Gunar, A., Meluzov, A., & Chernykh, D. 2017. Current rates and mechanisms of subsea permafrost degradation in the East Siberian Arctic Shelf. Nature Communications 8, [15872].
10. Vonk J.E., Sánchez-García L., Van Dongen B.E., Alling V., Kosmach D., Charkin A., Semiletov I.P., Dudarev O.V., Shakhova N., Roos P., Eglinton T.I., Andersson A., Gustafsson Ö. 2012. Activation of old carbon by erosion of coastal and subsea permafrost in Arctic Siberia. Nature 489(7414): 137–140.

ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF THE ZAPADNO-MALOBALYKSKOYE OIL FIELD DEVELOPMENT (KHMAO-YUGRA)

Pavelev E.Yu.
Scientific advisors professor Glyzina T.S., associate professor Pozdeeva G.P.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The full-scale development of the Zapadno-Malobalykskoe oil field began in 1999, with produced water re-injection being started in 2000. Since then, the production history has been determined by wells of highly porous and permeable development targets (AS_4, BS_2, BS_8). Over the first four years, oil and fluid production was marked by its low rate due to the very moderate field development of the main BS_8 formation. Having reached its peak in 2005, the oil production stabilized at the level of 2.4 to 2.6 million tons up to 2007, with the rate of putting wells on production significantly reducing from 45 to 10 to 20 wells per year (Fig. 1) [3].

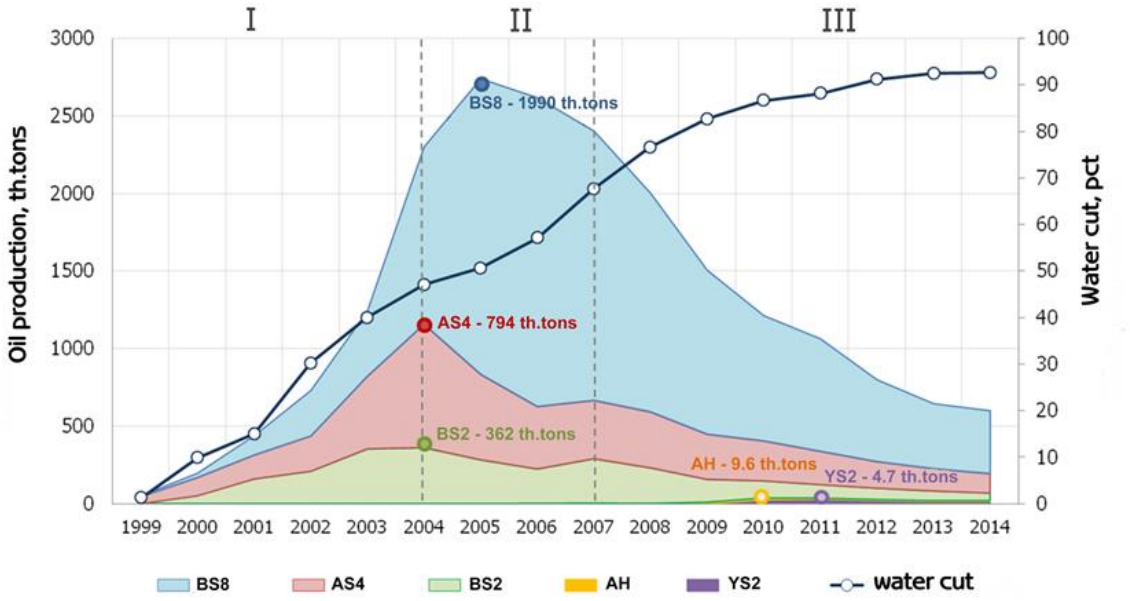


Fig. 1 Production history (1999-2014) of the Zapadno-Malobalykskoe development targets AS_4, BS_2, BS_8

During the entire field development period, the water cut was expanding at a high rate: 6-10% per year reaching 82.7% in 2009, with the withdrawal of 39.6% of recoverable reserves in compliance with the industrial categories. Over 2010-2014, well drilling at the main BS_8 formation enabled water cut rate to be stabilized at 0.5-2.0%. In 2014, the fractional water content amounted to 92.6 %, with only 46.6% of all recoverable oil reserves being withdrawn. The main reason for the withdrawals discrepancy is the advancing water production of the main development target AS_4 (extensive self-induced fracturing network) and BS_2 (putting into operation under-saturated oil bottom intervals) [1].

Since the production history began, the field has produced 20,509 th.tonnes of oil and 88,274 th.tonnes of fluids, with the accumulated water injection amounted to 91,617 thousand cubic meters. 46.6% of them were drawn from the initial recoverable reserves. Remaining recoverable reserves are estimated to 23,492 th.tonnes. Reserves-to-production ratio is 39 years.

The formation AS4 is represented by three oil deposits. Almost all recoverable oil reserves are concentrated in the main deposit, that is 99.4% (9,059 th.tonnes). The formation well stock has been developed by 70%. Well drilling is planned in the marginal areas of the main deposit. The current 3-line drive system is aimed at maintaining reservoir pressure [2]

The formation AS4 is characterized by high reservoir porosity and permeability, according to A.A. Khanin's classification it can be referred to the Group III. In order to intensify the wells production rate, formation hydraulic fracturing was applied. The amplitude fluid rate without fracking and post-fracking fluid rate vary from 30 to 95 tpd and from 240 to 450 tpd, respectively.

The formation development state is characterized by the following indicators: withdrawal from initial recoverable reserves is 51.4%; water production amounts to 94.8%; and recoverable reserves-to-production ratio is 36 years. The specific oil production per operating well accounts for 170 th.tonnes; remaining recoverable reserves per operating well are 108.1 th.tonnes. The analysis of current trends reflects the low efficiency of the development process. According to the estimations, the expected oil recovery factor will be 0.24 fr.unit, with the approved oil recovery factor of 0.398 fr.unit. Non-optimal injection drives (systematic excessive rock fracturing pressure - 330 atm) initiated the self-induced fracturing network contributing to a rapid growth of water cut [1].

Factors complicating the oil reserves recovery:

– drilling induced fractures in water injection wells and low sweep efficiency in water cut;

Technological advancements involve:

– water injection optimization into the reservoir (limitation of the injection pressure) will allow reducing the water cut rate and optimizing conformance control activities;
– well network optimization: horizontal sidetracking in the remaining reserves zones;
– well re-completion of the underlying horizons.

The formation BS2. There are four formations and only three of them are under development. They are characterized by high reservoir rock porosity and permeability. Most of the recoverable reserves are concentrated in the deposits No. 3 (Vrez) 70.5% (4,938 th.tonnes). The formation well stock has been developed by 63%. The remaining wells aimed to be drilled are concentrated in the deposit No.1 (a well 445), well re-completion from the overlying AC4 formation to the deposits No 2, 4 are also planned. The current development system is a 3-line drive system aimed at maintaining reservoir pressure [2].

The formation BS2 is characterized by high reservoir porosity and permeability. According to A.A. Khanin's classification, it can be referred to Group III. Fracking operations are preferably being applied for most production wells. The amplitude fluid rate without fracking and post-fracking fluid rate vary from 40 to 90 tpd and from 200 to 500 tpd, respectively.

Withdrawal from the initial recoverable reserves is 38.7% (for the deposit No 3 (Vrez) amounts 52%), with water cut of 97.1%. Fracking operations are preferably being applied for most production wells. The specific oil production per operating well is 150 th.tonnes. Remaining recoverable reserves per operating well amount to 236.1 th.tonnes. The reserves-to-production ratio is 88 years and this fact also indicates unfavorable trends actively manifested at the present time. According to the integrated calculations for water-oil displacement, the expected oil recovery factor will only reach 0.164 fr.unit, while the approved oil recovery factor is expected to 0.393 fr.unit [1].

Factors complicating the reserves recovery:

– low quality of mobile oil; reduction of oil saturation to the bottom intervals;
– free water content in the bottom part; the mass application of hydraulic fracturing within the producing well stock;
– the spread of fracturing cracks into the bottom intervals characterized by reduced oil saturation.

Technological advancements involve:

– re-perforation of the roofing intervals;
– horizontal sidetracking in the roofing intervals.

The formation BS8 is the main in terms of the current reserves, with about 90% of the oil capacity. The formation well stock has been developed by 63%. Planned well re-completion from the overlying formation which concentrated in the northern deposit (a well 24P), which has currently not been put into development yet [2].

The formation BS8 is characterized by high reservoir porosity and permeability. According to the classification of A.A. Khanin's it can be referred to Group III. In order to increase the production rate, fracturing operations have mostly been applied. The amplitude fluid rate without fracking and post-fracking fluid rate vary from 30 to 95 tpd and from 240 to 450 tpd, respectively.

With the 55 ha per well of the well spacing density, the withdrawal from initial recoverable reserves amounts 65% (the drilled area) and water cut - 90%. The current development system is a five-spot drive system aimed at maintaining reservoir pressure. The specific oil production per operating well is 165 th.tonnes. Remaining recoverable reserves per operating well are 91 th.tonnes. Reserves-to-production ratio is 22 years. The analysis of the current trends reflects the high efficiency of the formation development. According to the estimates, the expected oil recovery factor will be 0.457 fr.unit (the approved oil recovery factor is 0.516 fr.unit), with the vertical sweep efficiency of 0.746 fr.unit (the approved vertical sweep efficiency 0.845 fr.unit) [1].

Factors complicating the reserves recovery:

– well integrity study (30% of the studied production and injection wells are complicated by the cross flows behind the casing and production casing leaks);
– the share of inefficient injection is 15% and low well spacing density.

Technological advancements involve:

– restoration of hydraulic bond of the injection wells for effective regulation of injection volumes;
– extensive application of the conformance control, formation pressure maintenance regulation;
– drilling new horizontal wells and horizontal sidetracking in the current reserves.

Thus, the deposit has been developed at a moderate pace, the current situation cannot be regarded as satisfactory. The water cut of the main formations reached 93%, with 46.6% withdrawal from initial recoverable reserves. Rehabilitation of the drilled area will require a large-scale program of well intervention operations. For the main formations (AS4, BS2, BS8), key compensatory activities are horizontal sidetracking into remaining reserves, water injection optimization (reduction of injection

pressure, injection wells increase, application of the conformance control,) liquidation of cross flows behind the casing and production casing leaks. The approved oil recovery can be achieved by large volumes of produced water.

References

1. Addendum to Reservoir Management Plan of the Zapadno-Malobalykskoye oil field. LLC "NTC-RussNeft", Moscow, 2008
2. Reservoir Management Plan of the Zapadno-Malobalykskoye field. ZAO UfaNIPIneft, Ufa, 2005
3. Sulin V.A.. Oil field waters of the USSR / Moscow. - 1985 - 367 p.

SYNTHESIS OF ZEOLITE MATERIALS USING A TWO-STEPS METHOD AND STUDY OF ITS PROPERTIES FOR FURTHER USE IN FLUID CATALYTIC CRACKING (FCC)

Patz M.O.
Scientific advisor professor Ivashkina I.N.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Zeolites are porous aluminosilicates materials that have valuable properties for industry, being used mainly in adsorption and catalysis. The synthesis of zeolites is performed using sources of aluminum (Al) and silicon (Si) in contact with a strong base, sodium hydroxide (NaOH), for example. The reaction extracts the Si and Al minerals from the solution and a reorganization of the atoms, with the presence of sodium cations (Na^+) occurs. The composition of the materials present in the zeolite can be expressed as the following expression [1-3, 5]:

$$M_{\frac{x}{y}}\{[Al_2O_3]_x[SiO_2]_y\} * m\ H_2O \quad (1)$$

Where,

• M is an interchangeable cation or valence compensation cation n;

• m is the number of water molecules;

• x and y are the number of tetrahedra per unit cell of the corresponding oxide;

• x / y = Si / Al ratio, which can vary from 1 to infinity (Loewenstein's rule - which explains that the crystalline network cannot contain the type of Al-O-Al bonds) [2,4,6,8].

As can be seen, the Si/Al ratio is one of the most important parameters in the synthesis, since each zeolite has a specific range for its formation to be possible [3, 5, 7].

Currently, many materials become wastes and increase environmental problems. Some have a high concentration of Si and Al, and could be used in zeolite synthesis, for example. Among them, some that are valuable sources of minerals are ashes originated from combustion processes for power generation - rice husk and coal fly ashes [2,4].

Composed by 47 % to 65 % SiO_2 and 16 % to 29 % Al_2O_3 of mass, the coal fly ash is largely employed in the synthesis. In addition, the use of rice husk is possible, since they are composed primarily of silicon oxide (SiO_2), with more than 90%. Moreover, different materials that have high concentration of Si and Al, can also be used as raw materials for the synthesis [2, 6, 9].

Furthermore, it is also very important that the materials contain a small concentration of iron (Fe_2O_3) and calcium (CaO). In the synthesis reaction, if these two components are present in high quantities, the reaction between NaOH and Si and Al, will not be preferable. Since competitive reactions occur. Thus, turning impossible the synthesis of specific zeolites, as zeolite Y, to occur [4-6, 10].

Therefore, with the results obtained from x-ray fluorescence analysis data, it was possible to determine the main types of materials with quantified compositions of oxides that could be employed in the zeolite synthesis. The selected materials are Tomsk clay, rice husk ash, oat husk ash, Kuzbass, Seversk and Tomsk coal fly ashes [4, 7-10].

Once the zeolite is obtained, it is possible to transform it in a catalyst. Nowadays the most prominent zeolite is zeolite Y, because of the porosity and cationic exchange capacity. The materials listed above provide all the requirements for the zeolite two-step synthesis method. [3, 5, 7]

Mainly, zeolites can be synthesized from raw materials in two different process: one-step and two steps. The main difference between the methods is the intensity of the interaction between the ash and the base. Thus, the two-steps method is the first method with an addition of the hydrothermal fusion process, where ashes are fused with NaOH, for improvement of the interaction of the cations, and extraction of Si and Al from the ash into the system. [2-4, 8-10]

Moreover, within the optimization of the zeolite synthesis process in a two-steps method is possible to achieve higher specific surface area, and exchange capacities [1, 4, 9]. Furthermore, the main zeolite, as previously informed, used in the catalysis is the Zeolite Y; and the most available zeolites in the market use a variation of the zeolite Y, with different materials as for catalyst support. Therefore, following the synthesis and optimization of the zeolite two-steps method, the production of highly promising zeolites to be used as catalysts is enhanced [2, 9].

References

1. Bieseki L. E. A. Zeolite A synthesis employing a brazilian coal ash as the silicon and aluminum source and its applications in adsorption and pigment formulation. vol. 16, São Carlos, 2013, pp. 38-43.
2. Zen, Barbara Potrich. Síntese de zeólitas a partir de cinzas de carvão e aplicação como adsorventes. Dissertação. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2016. 111 f.
3. International zeolite association (IZA). Databases. Washington: 2020.

4. Izidoro J. d. C. Síntese e caracterização de zeólita pura a partir de cinzas volantes de carvão. Dissertação, Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, 2013.
5. Kartashov K.K. Modernization of chamber when passing from another type of coal. Tomsk: Nauka, 2017. 96 p
6. Luna F. J. e Schuchardt U. Modificação de zeólitas para uso em catálise. Química Nova, т. 24, pp. 885-892, 2001.
7. Potekhin V.N. Utilization of oat glume. 2018.
8. Fernandes A. d. Síntese de zeólitas e wolastonita a partir da cinza da casca do arroz. Dissertação, Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, 2006.
9. Fernandes Coriolano A. C. e et al. Aplicações ambientais de zeólitas na indústria do petróleo. pp. 9-18, 2015.
10. Yuriev I. Yu. Wall ceramics with usage of microdisperse aluminosilicate waste of TES. Tomsk: Nauka, 2013. 23 p.

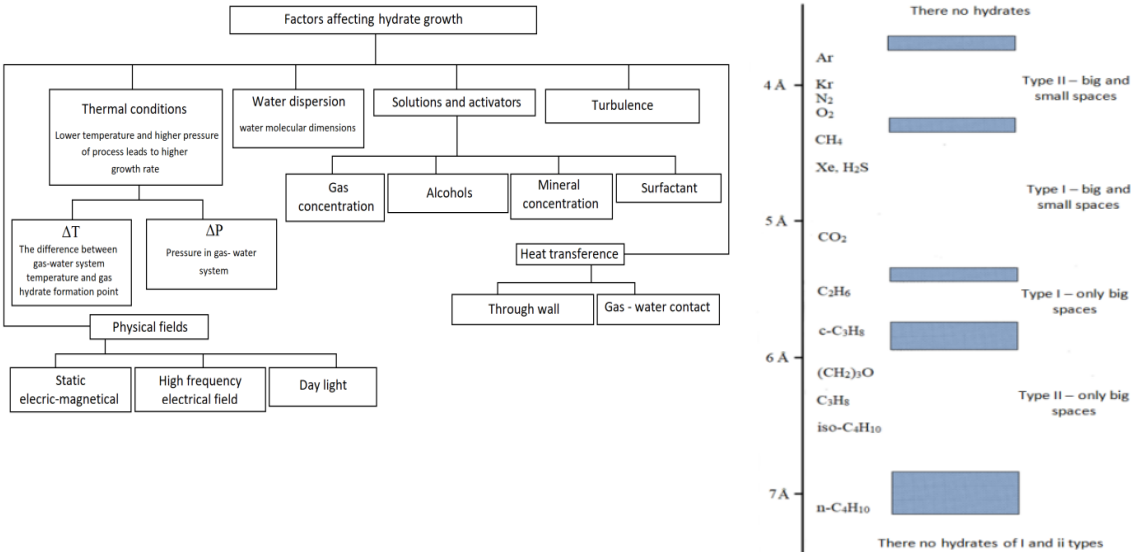
GAS HYDRATE FORMATION AND ITS PREVENTION IN GAS-FIELD OPERATIONS

Ryabov A.D.
Scientific advisor associate professor Pozdeeva G.P.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Gas hydrate formation is the one of negative factors in gas production. It reduces service operating life of the gas-gathering main and decreases its capacity; hydrate formation complicates or makes refining process impossible, decreases efficiency of gas transportation, and leads to emergencies in the field facilities. All these necessitate studying the mechanism of gas hydrate formation and choosing methods for its prevention and elimination.

Factors affecting formation time of gas hydrate formation rate and molecular dimension dependence on the gas hydrate structure

Three conditions are obligatory for gas hydrate formation in the pipelines: certain temperature and pressure, an agent which can create a hydrate structure and enough amount of water. Growth rate of gas hydrate formation depends on some factors shown in Figure 1 (a).



a) *b)*

Fig. 1 The classification of main factors affecting hydrate growth rate of natural and oil gas (a) and molecular dimensions dependence on the gas hydrate type 1Å = 10-10 m (b)

Scheme in Figure 1 (b) shows the dependence between molecular dimensions and hydrate structures. According to this scheme, a molecule having a diameter more than 3.8 Å (hydrogen, helium) and less than 7 Å (C5, C6 and more) can't form any gas hydrate structure. The main components of natural gas (methane, ethane) form the hydrate structure I.

Calculations of gas hydrate formation probability and estimates of temperature and pressure distribution

We can use the formula (1) for determining possible hydrate formation in some sections of pipelines and gas hydrate formation point of hydrate development.

$$\Delta = \mu_w{}^{\alpha} - \mu_w{}^{H} = \mu_w{}^{\beta-H} - \mu_w{}^{\beta-\alpha} =$$
$$= \ln a_w - R_\mu T\left(\sum_{i=1}^{2} v_i \ln\left(1 - \sum_{j=1}^{C} \theta_{ij}\right) - \frac{\Delta\mu_w^0}{R_\mu T_0} + \int_{T_0}^{T} \frac{\Delta H_w}{R_\mu T^2}\,dT - \int_0^p \frac{\Delta V_w}{R_\mu T}\,dp\right) \quad (1)$$

if $\mu^{\alpha} - \mu^{H} > 0$, it is possible to have gas hydrate formed in pipeline section under study; if $\mu^{\alpha} - \mu^{H} < 0$ it is not possible; if $\mu^{\alpha} - \mu^{H} = 0$, there is an equal balance, as rule there is no case in industry, this is theoretical case for unreal conditions.

In order to use the formula (1), we need to know temperature and pressure distribution along the entire pipeline section. This formula is often used for determining gas hydrates either in wells or pipeline sections. Improved exponential dependence (2-3) can be used to estimate temperature and pressure along the pipeline under study.

$$T_{k+1} = T_{out} + (T_k - T_{out})\left(\frac{\sqrt{L}+\alpha}{\alpha}\right)^{\alpha\beta} \cdot e^{-\beta\sqrt{L}} \quad (2)$$

$$p_{k+1} = \frac{p_k}{2T_k}\left(T_k - T_{k+1} + \sqrt{(T_k - T_{k+1})^2 + 4T_k\left(T_{k+1} - \frac{S_k}{{p_k}^2}\right)}\right) \quad (3)$$

Kinetic hydrate inhibitors (KHI) application

In order to replace standart methanol, many companies are looking for the alternative ways to prevent hydrate formation using kinetic inhibitors. One of the commonly used substances for making inhibitor solution is polyvinyl caproloktam (PVCap). In addition, interpolymer with PVP (polyvinyl pyrrolidone) shown in Figure 2 can be applied instead. These substances were studied either in the laboratory or in the field. In the first case, they were found in commercial solutions Luvicap 55W and Luvicap EG produced by BASF Company (Germany). Luvicap 55W is interpolymer of PVCap and PVP in 55% water solution, whereas Luvicap EG is solution of PVCap in MEG. The results of studies are presented in Table 1.

Table 1

Researches of kinetic inhibitor based on PVCap

Research technique	Results
In the laboratory (commercial Luvicap 55W, Luvicap EG)	KHI allows preventing hydrate formation during 48 hours, with temperature difference being 13°C. It takes 0.5 - 1 % kinetic inhibitor concentration. In comparison, methanol needs ten times more, about 6 – 30 % in the same condition. KHI is less poisonous and doesn't require high expenses. KHI is not applicable to prevent hydrate formation under permafrost and low temperatures conditions. In that case methanol is more effective.
In the field (inhibitor based on PVP)	According to the previous estimate, if methanol is replaced by KHI, it can lead to expenses decrease in 7-8 times. For wells drilled at high hydrogen sulfide deposits, it is necessary to use methanol instead of KHI during certain periods.

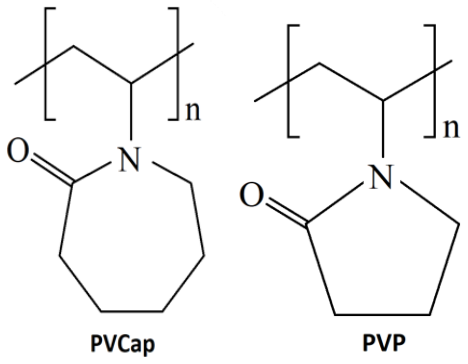


Fig. 2 Chemical structure of main components of KHI

It is necessary to know properties of gas hydrate to choose proper prevention and elimination methods and be able to calculate conditions for gas hydrate formation. Studying hydrate formation mechanism allows creating new methods or improving current ones. It is possible to replace standartl methanol by more beneficial kinetic hydrate inhibitor under certain conditions.

References

1. John Carrol. Natural gas hydrates. M.: ZAO «Premium Engineering», 2007. 316 p.
2. Zhang Chao, G.E.Korobkov, A. P.Yanchushka Molecular Thermodynamic Method to Determine Existence of Hydrates in the Main Gas Pipeline //Oil and Gas Technologies (Tekhnologii nefti i gaza). – 2017. – №. S2. – p. 59-64.
3. 3. A. A. Paranuk. Improvment the mathematical model for the hydrates formation calculating in the gas gathering network //Oil and Gas Technologies (Tekhnologii nefti i gaza). – 2018. – №. S4. – p. 61-64.
4. Bunyakin A. V., A. A. Paranuk, S. A. Mamiy1, M. V. Keshokov. Simulation of Thermal Characteristics of Field Trails and Verification of Formation Conditions of Natural Gas Hydrates //Oil and Gas Technologies (Tekhnologii nefti i gaza) – 2019. No. S5. P. 47-52

GEOMAGNETISCHE WIRKUNG DES ERDBEBENS IN KAMTSCHATKA AM 16. MÄRZ 2021

Riabova S.A.
Sadovsky-Institut für die Dynamik der Geosphären der Russischen Akademie der Wissenschaften, Moskau, Russland

Erdbeben und die daraus resultierenden sekundären geologischen Faktoren gefährden die Sicherheit der Bevölkerung und das wirtschaftliche Potenzial vieler Länder. Nach modernen Daten belegen Erdbeben den 4. Platz unter den Naturkatastrophen in Bezug auf die Höhe des wirtschaftlichen Schadens und die Anzahl der Opfer. Die Industrialisierung der modernen Gesellschaft und die hohe Bevölkerungsdichte schaffen Bedingungen für das Auftreten technischer Katastrophen im Zusammenhang mit Erdbeben. Daher ist die Vorhersage von Erdbeben (Vorhersage der Koordinaten des Epizentrums, der Zeit und der Stärke eines Erdbebens) eine der wichtigsten Aufgaben der Geophysik. Dieses Problem wurde jedoch noch nicht behoben. Zur Vorhersage von Erdbeben wird die Diagnose des Zustands verschiedener geophysikalischer Felder (Schwankungen des Grundwasserspiegels, elektrischer Widerstand von Gesteinsmassiven, elektrotellurische, elektromagnetische und geomagnetische Felder, ionosphärische Parameter) verwendet [3, 5, 9]. Es ist jedoch ziemlich schwierig, seismogene Trends zu unterscheiden, da Änderungen in geophysikalischen Feldern gering sind und in Hintergrundvariationen verloren gehen [11].

Trotz einer beträchtlichen Anzahl von Studien [2, 4, 6, 8, 10], die sich mit der Auswirkung von Erdbeben auf das Erdmagnetfeld befassen, besteht ein gewisses Defizit an Beobachtungsmaterial, das erforderlich ist, um die vorgeschlagenen Modelle und Mechanismen des Einflusses des Erdbebens auf das Erdmagnetfeld zu verifizieren.

Dieses Papier präsentiert vorläufige Ergebnisse instrumenteller Beobachtungen geomagnetischer Schwankungen, die mit der Hauptschock- und Nachbebenaktivität des Erdbebens am 16. März 2021 in Kamtschatka einhergehen.

Ein Erdbeben der Stärke 6,6 vor der Küste ereignete sich am 16. März 2021 gegen 18:38 UTC in der Nähe von Kamtschatka. Das Epizentrum befand sich ungefähr 176 km südsüdöstlich von Ust-Kamtschatsk. Das Zittern trat in einer Tiefe von ungefähr 22 km auf und wahrscheinlich war im zentralöstlichen Teil von Kamtschatka ein schwaches Zittern zu spüren.

Die ersten Daten waren digitale Serien, die als Ergebnis der Registrierung geophysikalischer Felder am Mikhnevo-Observatorium (54,94° N; 37,73° E) [1]. Wir analysierten die Daten der kontinuierlichen Registrierung von drei Komponenten des Magnetfelds am Mikhnevo-Observatorium. Geomagnetische Beobachtungen wurden mit einem digitalen Fluxgate-Magnetometer LEMI-018 durchgeführt, das eine Registrierung im Bereich von ± 68000 nT mit einer Auflösung von 10 pT (Abtastfrequenz 1 Hz) ermöglicht [7].

Für die Verarbeitung und Analyse verwendeten wir außerdem eine Reihe digitaler Aufzeichnungen des Magnetfelds, die auf der Erdoberfläche erstellt wurden und mit einer Diskretion von 1 Minute basierend auf den Daten des INTERMAGNET-Netzwerks erstellt wurden.

References

1. Adushkin V.V., Ovchinnikov V.M., Sanina I.A., Riznichenko O.Yu. Mikhnevo: from seismic station no. 1 to a modern geophysical observatory // Izvestiya Physics of the Solid Earth. 2016. Vol. 52. No.1. P. 105 – 116.
2. Chernogor L.F. Geomagnetic disturbances accompanying the Great Japanese Earthquake of March 11, 2011 // Geomagnetism and Aeronomy. 2019. Vol. 59. No.1. P. 62 – 75.
3. Husamiddinov S.S. Seismoelectromagnetic and seismoionospheric effects preceding strong earthquakes in Uzbekistan // Jornal of Earthquake Prediction Research. 2000. Vol. 8. No.3. P.367 – 375.
4. Luo Y., Chernogor L.F., Garmash K.P. Geomagnetic effect of Turkish earthquake of January 24, 2020 // Radio phys. radio astron. 2020. Vol. 25. No.4. P.276 – 289.
5. Potirakis S.M., Schekotov A., Contoyiannis Y., Balasis G., Koulouras G.E., Melis N.S., Boutsi A.Z., Hayakawa M., Eftaxias K., Nomicos C. On possible electromagnetic precursors to a significant earthquake (Mw = 6.3) occurred in Lesvos (Greece) on 12 June 2017 // Entropy (Basel). 2019. Vol. 21. No. 3. doi:10.3390/e21030241.
6. Riabova S.A. Geomagnetic effect of the strong 2011 Tohoku earthquake // Mining Informational and Analytical Bulletin. 2019. No. 4. P. 137 – 151.
7. Riabova S.A., Spivak A.A. Geomagnetic variation peculiarities at middle latitudes of the East European Platform // Geomagnetism and Aeronomy. 2017. Vol. 57. P. 199 – 206.
8. Shestopalov I.P., Belov S.V., Soloviev A.A., Kuzmin Yu.D. Neutron generation and geomagnetic disturbances in connection with the Chilean earthquake of February 27, 2010 and a volcanic eruption in Iceland in March-April 2010 // Geomagn. Aeron. – 2013. – Vol. 53. No.1. P. 124 – 135.
9. Sobisevich L.E., Kanonidi K.Kh., Sobisevich A.L., Miseyuk O.I. Geomagnetic Disturbances in the geomagnetic field's variations at stages of preparation and implementation of the Elazig (March 8, 2010) and M 5.3 (January 19, 2011) Earthquakes in Turkey // Doklady Earth Sciences. 2013. Vol. 449. No.1. P. 324 – 327.
10. Spivak A.A., Riabova S.A. The geomagnetic effect of earthquakes // Doklady Earth Sciences. 2019. Vol. 488. No.1. P. 1107 – 1110.
11. Spivak A.A., Riabova S.A., Rybnov Y.S., Kharlamov V.A. Geophysical effects of the November 26, 2019, earthquake in Albania // Doklady Earth Sciences. 2020. Vol. 491. No.1. P. 155 – 159.

ATMOSPHÄRISCHE AUSWIRKUNGEN DER EXPLOSION IM HAFEN VON BEIRUT

Riabova S.A.

Sadovsky-Institut für die Dynamik der Geosphären der Russischen Akademie der Wissenschaften, Moskau, Russland

Die Untersuchung geophysikalischer Effekte, die insbesondere durch explosive Störungen verursacht werden, ist nicht nur unter dem Gesichtspunkt der Informationsbeschaffung über die Quelle selbst von erheblichem Interesse, sondern vor allem über die Mechanismen der Störungsübertragung über große Entfernungen und die Eigenschaften des geophysikalischen Mediums [4, 5].

Unter den Quellen starker Umweltauswirkungen sollten Munitionsexplosionen und Notexplosionen hervorgehoben werden. In diesem Artikel werden die geophysikalischen Auswirkungen einer Notexplosion im Hafen von Beirut (Libanon) am 4. August 2020 (https://ria.ru/20200804/1575377106.html) untersucht.

Die Explosionen im Hafen von Beirut am 4. August 2020 sind eine Katastrophe im Hafen von Beirut, der Hauptstadt des Libanon, am Abend des 4. August 2020 (Veranstaltungskoordinaten: 33.901° N; 35.519° E). Insgesamt gab es zwei Explosionen. Während der zweiten Explosion explodierten 2.750 Tonnen Ammoniumnitrat, die vom Schiff "Rhosus" beschlagnahmt und seit 2013 im Hafengebiet gelagert wurden. Ungefähr 200 Menschen starben und ungefähr 6.000 Menschen wurden verletzt, die Stadt wurde schwer beschädigt und ungefähr 300.000 Einwohner wurden obdachlos.

Die erste, kleinere Explosion erzeugte eine graue Rauchwolke über den Flammen und flackerte feuerwerksähnliche Lichter. Eine zweite Explosion erschütterte das Zentrum von Beirut und schickte eine Pilzwolke aus Staub und rötlichem Rauch in die Luft; trat gegen 18:08:18 Uhr Ortszeit auf und erzeugte eine seismische Welle der Stärke 3,3. Die zweite Explosion wurde von vielen Augenzeugen auf Video aufgezeichnet, als die erste Explosion die Aufmerksamkeit auf den Ort lenkte. Es wurde von einer starken Stoßwelle mit der Formation hinter der Front im Bereich des Niederdrucks, einer weißen Kuppelkondensationszone (Wilson-Wolke) begleitet und verursachte große Schäden außerhalb des Hafens. Zeugen sagen, dass Häuser in 10 km Entfernung durch eine Explosion beschädigt wurden. Die Leistung der zweiten Explosion wird im TNT-Äquivalent auf 2,2 Kilotonnen geschätzt. Die Explosion am Standort des Lagers am Pier bildete einen mit Wasser gefüllten Krater mit einem Durchmesser von etwa 70 Metern, der auch auf Satellitenbildern deutlich sichtbar war. 2750 Tonnen Salpeter entsprechen 926 Tonnen TNT, jedoch nur in einem sehr frischen Zustand – im Laufe der Zeit wird das Salz abgebaut, und in 6 Jahren in einem feuchten Klima kann die geschätzte Kapazität etwa 175 Tonnen TNT betragen. Anderen Daten zufolge betrug die Explosionskraft etwa ein Zehntel der Explosionskraft einer auf Hiroshima abgeworfenen Atombombe, dh ~ 1,3 – 1,8 Kilotonnen TNT.

Die ersten Daten waren digitale Serien, die als Ergebnis der Registrierung geophysikalischer Felder am Mikhnevo-Observatorium (54,94° N; 37,73° E) [1] und am Zentrum für geophysikalische Überwachung in Moskau (55,71° N; 37,57° E) [8].

Akustische Messungen wurden mit MB-03-Mikrobarometern durchgeführt, die eine stabile Aufzeichnung von akustischen Signalen mit einer Amplitude von 0,01 bis 200 Pa im Frequenzbereich von 0,0003 bis 10 Hz gewährleisten [2, 7]. Für die Analyse in dieser Arbeit wurden digitale Serien von Aufzeichnungen mit einer Diskretion von 0,05 s gebildet.

Wir analysierten die Daten der kontinuierlichen Registrierung von drei Komponenten des Magnetfelds, der vertikalen Komponente des atmosphärischen elektrischen Feldes und der vertikalen Komponente des atmosphärischen Stroms am Mikhnevo-Observatorium sowie der vertikalen Komponente des atmosphärischen elektrischen Feldes am Zentrum für geophysikalische Überwachung in Moskau. Geomagnetische Beobachtungen wurden mit einem digitalen Fluxgate-Magnetometer LEMI-018 durchgeführt, das eine Registrierung im Bereich von ± 68000 nT mit einer Auflösung von 10 pT (Abtastfrequenz 1 Hz) ermöglicht [6].

Messungen der elektrischen Feldstärke und des vertikalen atmosphärischen Stroms wurden unter Verwendung eines statischen INEP-Flussmessers im Frequenzbereich von 0 – 20 Hz [9] und eines Kompensationsstromschreibers mit einer Abtastfrequenz von 1 Hz durchgeführt [3].

Überwachung des geophysikalischen Zustands der Oberflächenatmosphäre am Zentrum für geophysikalische Überwachung in Moskau des Sadovsky-Institut für die Dynamik der Geosphären der Russischen Akademie der Wissenschaften und synchron am geophysikalischen Mikhnevo-Observatorium des Sadovsky-Institut für die Dynamik der Geosphären der Russischen Akademie der Wissenschaften ermöglicht es, die Art und Amplitudeneigenschaften von Störungen im akustischen, geomagnetischen und elektrischen Feld zu bewerten, die durch verschiedene Quellen verursacht werden.

Die Ergebnisse instrumenteller Beobachtungen zeigen, dass sich die Explosion in Beirut in zwei akustischen Signalen manifestierte, die in beträchtlichen Entfernungen von der Quelle aufgezeichnet wurden. Die erste ist mit dem Eintreffen seismischer Wellen an den Registrierungspunkten verbunden. Die zweite betrifft die Ausbreitung mikrobieller Störungen entlang des atmosphärischen Wellenleiters. Gleichzeitig wurde die Explosion von Aufzeichnungen begleitet, auch in beträchtlicher Entfernung von Explosion, Schwankungen der elektrischen Eigenschaften der Oberflächenschicht der Atmosphäre. Es ist charakteristisch, dass Störungen des elektrischen Feldes und des atmosphärischen Stroms, die durch die Explosion verursacht werden, sowohl während der Explosion selbst als auch während der Ankunftszeit an den Registrierungspunkten des akustischen Signals beobachtet werden, das durch die Explosion verursacht wird, die sich durch den atmosphärischen Wellenleiter ausbreitet.

References

1. Adushkin V. V. et al. Mikhnevo: from seismic station no. 1 to a modern geophysical observatory //Izvestiya, Physics of the Solid Earth. – 2016. – T. 52. – №. 1. – C. 105-116.
2. Adushkin V.V., Rybnov Yu.S., Spivak A.A. Infrasound in the atmosphere. M.: TORUS PRESS, 2020. 332 p.
3. Baryshev V.I., Vaag L.L., Gavrilov B.G., Poletaev A.S. Sensor of surface vertical atmospheric current // Problems of interacting geospheres. M.: GEOS, 2009. P. 358 – 364.

4. Kulichkov S. N., Bush G. A. Rapid variations in infrasonic signals at long distance from one-type explosions //Izvestiya. Atmospheric and Oceanic Physics. – 2001. – Т. 37. – №. 3. – С. 306-313.
5. Le Du T. et al. Investigation of infrasound signatures from microbaroms using OH airglow and ground-based microbarometers //Advances in Space Research. – 2020. – Т. 65. – №. 3. – С. 902-908.
6. Riabova S. A., Spivak A. A. Geomagnetic variation peculiarities at middle latitudes of the East European Platform //Geomagnetism and Aeronomy. – 2017. – Т. 57. – №. 2. – С. 199-206.
7. Rybnov Yu.S., Kharlamov V.A., Evmenov V.F.Infrasound registration system acoustic-gravity waves // Dynamic processes in the system of internal and external interacting geospheres. M.: GEOS, 2005. P. 29 – 33.
8. Spivak A. A. et al. Geophysical fields of a megalopolis //Izvestiya, Atmospheric and Oceanic Physics. – 2016. – Т. 52. – №. 8. – С. 841-852.
9. Spivak A.A., Riabova S.A., Kharlamov V.A. The electric field in the surface atmosphere of the megapolis of Moscow // Geomagnetism and Aeronomy. 2019. Vol. 59. P. 467 – 478.

A DESIGN FOR A MAGNETIC-WHEELED FLAW DETECTOR PLATFORM

Terentev E.S.
Scientific advisor professor Burkov P.V.
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

At the same time, classical solutions for pipeline diagnostics are not suitable for technically complex sections (bends, turns, transitions of different diameters, etc.) and require the development of new technical solutions.

Generally, flaw detection is the focus of both engineers and scientists' interests. At the same time, one of the features of the technical condition monitoring is that about 45% of main gas lines are not adapted for in-line inspection and requires various methodologies development and more advanced inline inspection tools.

Mobile robotic systems development for technical condition diagnostics and non-destructive testing inside field pipelines is one of the directions of the development of modern in-line diagnostics [4]. After all, automation of technological processes significantly increases labor productivity, reduces the number of workers and service personnel, improves working conditions, increases the productivity of equipment, which corresponds to the energy strategy of Russia until 2030 [2].

The robotic application rate is currently quite high in the industry. This is due to the fact that the operations performed have a high level of repeatability and are easily implemented in algorithms. Many operations have been replaced by automated systems. But in the oil and gas industry, the robotics rate is not enough, and it only comes into use. In this case, the process of detecting, selecting types, and measuring parameters of defects in the pipe base metal and welded defects during in-line diagnostics is automated. So, the question of A2072 IntroScan scanner-flaw detector effectiveness compared to its analogues arises. Despite the revealed advantages in experimental and industrial exploitation, the flaw detector platform 's drawbacks Introscan A2072 have been identified as well.

They are as follows: - maneuvering with DN 300 mm tees is not possible due to significant radius of rotation and dimensions; - not overcoming vertical obstacles due to the platform configuration; - when tipping, the platform becomes unrecoverable due to metal debris sticking to the magnetic wheels while moving on the pipe side surface.

This invention provides novel means for a small-sized platform of a magnetic-wheeled pipe flaw detector. It allows: - performing unlimited maneuvering in a complex pipeline manifold with DN ≥ 300 mm; - overcoming vertical obstacles in a pipeline manifold without being equipped with a mechanism to deactivate magnetic wheels; - automatically turning over on its wheels after possible tipping.

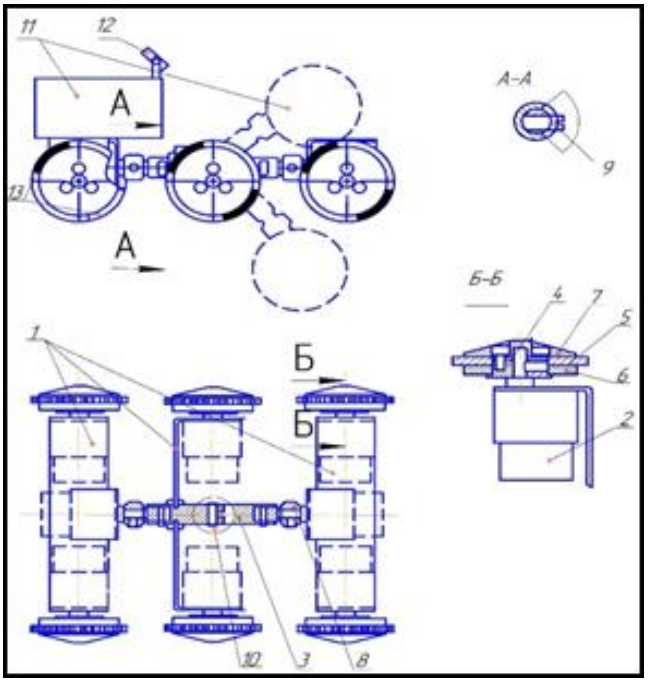


Fig. 1 A platform for a magnetic-wheeled pipe flaw detector, where: 1 - chassis; 2 – a gear motor; 3 - longitudinal axis; 4 - an intermediate bush; 5 – a wheel; 6 – a ring magnet; 7 – a non-magnetic plate; 8 – a bush; 9 – a stop; 10 – a transverse joint; 11 – the technique of the trolley; 12 – a video camera; 13 - non-magnetic inserts.

The invention concept lies in the fact that the presented flaw detector platform containing magnetic motor-wheeled modules comprises a longitudinal axis interconnecting the platform chassis with rotation limiters via longitudinal joints. In addition, the longitudinal axis has a transverse joint and extreme bushes of the longitudinal axis are connected to the gear motors shafts mounted on the extreme chassis of the platform longitudinally. Figure 1 shows the platform for a magnetic-wheeled pipe flaw detector.

In terms of design, the platform for a magnetic-wheeled pipe flaw detector consists of three chassis 1 with mounted gear motors 2 and interconnected with a longitudinal axis 3. Wheels 5, ring magnets 6 and non-magnetic plates 7 are installed on side gear motor axis 2 via intermediate bushes 4. Mounted on the shafts of the longitudinally mounted gear motors 2, the extreme bushes 8 of the longitudinal axis 3 are fixed by the stop 9. The longitudinal axis 3 has a transverse joint 10. The extreme chassis 1 have some space for technique of the trolley 11 and a video camera 12 to be installed. The platform wheels 5 are equipped with non-magnetic inserts 13 equally spaced around the perimeter.

This platform for a magnetic-wheeled flaw detector works as follows. The platform is installed on the inside surface of the steel pipe to be examined. Ring magnets 6 made of electrical steel with high magnetic properties, provide magnetization of the platform to the examined steel pipe. The provision on the longitudinal axis 3 of the bush 8 having capability of rotation limited by the stop 9 in sector C and of the transverse joint 10, ensure a complete fit of all platform wheels 5 to the curved surface. Then, power is supplied to the side gear motors 2. If the platform wheels 5 rotate clockwise (Fig.2), the platform moves forward. If the platform wheels 5 rotate in the opposite direction, the platform moves back. The rotation of the left and right wheels 5 in opposite directions ensures the platform rotation in place. The shafts of longitudinally mounted gear motors 2 in normal operation are not rotated due to the design of their gears [3].

When the platform of the magnetic-wheeled flaw detector tips on its side or roof, the operator working remotely through a video camera 12 and longitudinal gear motors 2, will turn over the platform. Switching on longitudinally mounted gear motors 2 in turn, the operator achieves the parallel position of the central and right chassis 1 (Fig. 2) to the surface onto which the platform has tipped over with the wheels 5 down. When placing the platform on wheels 5, the provision of the stop 9 on the longitudinal axis 3 ensures the forced rotation of all three chassis 1 relatively to each other. Moreover, after the above-mentioned adjustments, the provision of a transverse joint 10 ensures the placing the right chassis 1 wheels 5 (Fig.2) on the surface of the pipe. The magnetization force of the right chassis 1 wheel 5 and relative rotation of the adjacent chassis 1 allows putting the entire platform on the wheels 5. When putting the platform on the wheels 5, the non-magnetic plates 7 on the wheels 5 allow reducing the rotation torque. As the platform tipped sideways, the wheels 5 magnetization to the pipe surface is excluded.

If the platform runs into a vertical obstacle, the wheels 5 will slip up until the non-magnetic inserts 13 of the middle wheels 5 will reach the desired position, i.e. the non-magnetic inserts will be downward. In this position, due to the non-magnetic plates 7, the magnetization force of the front wheels 5 to the vertical surface of the obstacle F1 is greater than the force of their magnetization to the horizontal surface F2. The traction force Ft of the front wheels along the vertical obstacle is determined by the formula: $F_t = k_{aw} \cdot F_1$, where k_{aw} - a wheel-to the support surface friction coefficient; F_1 – the magnetization force.

Under the condition Ft > F2, the front wheels 5 of the platform begin to move upward along the vertical obstacle. The back wheels 5, also equipped with non-magnetic plates 7, slip after running into a vertical obstacle until the non-magnetic plates 7 of the back wheels 5 occupy the desired position. Similarly, the platform goes down from the vertical obstacle. With the front and then the back wheels 5 locked in a horizontal section, non-magnetic inserts should be parallel to the vertical surface due to slipping of the wheels 5 (Fig. 2).

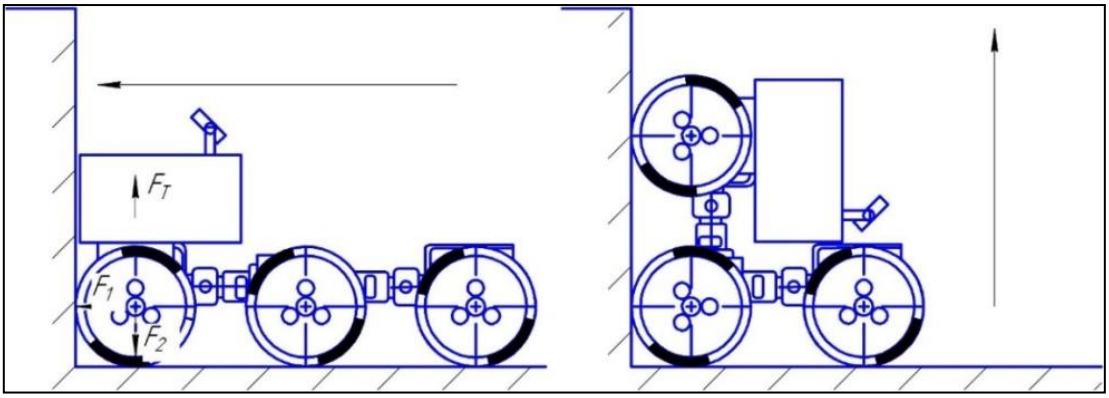


Fig. 2 Overcoming a vertical obstacle

It is worth noting that the ring magnets 6 should be selected so that their forces will be sufficient to hold the platform in any position in relation to the examined object, even despite the provision of non-magnetic plates 7 on the front wheels 5 [1].

The absence of an additional mechanism for deactivating the magnetic field in the platform design leaves additional space for technological equipment placement on the platform, and kinematics provides unlimited maneuvering in complex piping.

The proposed platform is adequately for designing small-sized pipe flaw detectors on its basis, as well as other technological devices used in various National Economy Sectors. The platform capability to turn over on its wheels

independently eliminates the emergency situations occurrence during diagnostic work, and kinematics provides unlimited maneuvering in a complex pipeline manifold.

References

1. Afanasyev V. B., Chernova N. V. Modern methods of non-destructive testing // Advances in modern natural science. 2011. No.7. P. 73-74
2. Order of the Government of the Russian Federation of 13.11.2009 N 1715-R "On the Energy strategy of Russia for the period up to 2030".
3. Patent RU 2369783 C1 ROS. Federation. Internal pipe inspection facility-defectoscope with variable speed of movement/ chebotarevskiy Y. V., A. I. Sinev, P. K. Plotnikov; No. 2008127949A; Appl. 08.07.2008; publ. 10.10.2009, bull. No.28.
4. Shmakov V. A., Smirnov Yu. N., Gizzatullin R. R. Planning repairs of main pipelines based on the results of in-line diagnostics / / the Role of science in the development of the fuel and energy complex. Matera. scientific-practical Conf. October 24, 2007. Ufa. 2007. P. 90-92.

GEOCHEMICAL FEATURES OF THE CHEMICAL COMPOSITION OF THE BOTTOM WATER OF THE LAPTEV SEA

Vorozheikina E.A.

Scientific advisor associate professor Guseva N.V.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Evaluation of the exchange of chemical elements at the natural boundaries of the seas is the basis for understanding the cycle of substances on our planet.

In the system water - rock - gas - organic matter V.I. Vernadsky, attached decisive importance in the formation of the composition of water not to rocks, but to gases and organic matter (Falkowski et al., 2000; Reeburgh, 2007). In this regard, the work is devoted to the study of the chemical composition of near-bottom sea waters under conditions of methanogenesis.

The main point in identifying the features of methane manifestations in the seabed water is the comparison of the abundance of chemical elements in the seabed water at the anomalous (6492) and background (6491) stations in the Laptev Sea. Anomalous station - a station at which samples of the bottom sea and pore water were taken at the places where the bubbly gas emerged. The background station is located close to the anomalous one, the difference is that no methane gas unloading was observed at this sampling point.

The data used in the work was obtained in September-October 2019 during the 78th expedition on the research vessel "Akademik Mstislav Keldysh". Bottom seawater samples were taken with bathometers by sounding with the Rosette complex.

The bottom water temperature varies from -0.3 to 0.27 ° C. In terms of acid-base properties, the bottom sea water is slightly alkaline, the pH is 8.23 at the background station (6491), and 8.13 at the anomalous sampling point (6492) (Table 1). These values are characteristic of the redox conditions of the geochemical environment of ordinary seawater with pH values of about 8.2 and Eh = + 0.3 mV. (Garrels Christ)

The oxygen content is 11.9 mg / L at the background level and changes to 8.5 mg / L at the abnormal level. Alkalinity is 2.65 / 161.65 at a depth of 23.9 and pH 8.23 and 2.95 / 180 at a depth of 20.3 m and 2.71 / 165.3 at a depth of 20.4 m with a pH change of 8.13 and 8.07, respectively. The concentration of nitrates is 3.42 mol (212.2 mg / l), and the concentration of ammonium ion is 1.29 on the surface and 0.97 at a depth of 23.9 m at the background station and 1.01-1.25 mol / 18.2-22.5 mg / l at a depth of 20.3-20.4 m. The ratio of nitrates to ammonium is more than 9.4, the predominance of oxide forms of nitrogen indicates the oxidative nature of the geochemical environment. The phosphate content in the bottom water at the anomalous station is 0.225 mol / 94.97 mg / l.

Table 1

Chemical composition of the sea bottom water at the background and anomalous stations in the Laptev Sea

№ station	T	pH	M*	HCO_3^-	SO_4^{2-}	Cl^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^+	K^+	Br^-	Si
units	°C	ед.pH	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л
6491	-0,3	8,23	30100	162	2074	16821	280	1003	9634	163	63	1,09
6492	0,27	8,13	28100	158	1904	15586	250	946	8839	297	52	1,27
6492	0,27	8,07	27960	165	1720	15829	183	987	8954	226	52	1,02

The values of the total salinity in the studied waters are 30099.89 mg / l (background station) and increase to 28100 mg / l (anomalous station). At the same time, in the waters of the background station, the geochemical coefficient Cl / Br

corresponds to the values of sedimentation waters at the background station and slightly increased in the waters of the anomalous station.

In terms of chemical composition, the sea bottom water is sodium chloride at the background station (1) and at the anomalous (2).

$$M_{30,1}\frac{Cl\,91\ \ SO_4 8\ (HCO_3)1}{Na81\ Mg16\ Ca3\ \ K1}pH8{,}23\ \mathrm{T}(-0{,}3)^{\circ}\mathrm{C}$$

$$M_{28,1}\frac{Cl\,91\ \ SO_4 8\ (HCO_3)1}{Na81\ Mg16\ Ca3\ \ K1}pH8{,}13\ \mathrm{T}(0{,}27)^{\circ}\mathrm{C}$$

Sulfate ion concentrations vary significantly. In the near-bottom waters at the background station, the sulfate ion concentration is 2074 mg / l, and at station 6492, they have lower values of 1904 mg / l. At the same time, with respect to the chlorine content, other anions retain similar ratios both in the waters of the background and anomalous stations. The cationic group of elements has a similar tendency.

Concentrations of calcium, magnesium and sodium in the waters of the background and anomalous stations change insignificantly. Only the behavior of potassium differs sharply from the rest of the cations. The concentration of potassium in the bottom waters of the anomalous station is higher than in the background, 297 mg / l and 163 mg / l, respectively.

The chemical composition of the bottom seawater shows that the effect of methane unloading is observed on the example of pH. The pH values are influenced by the geochemical environment, which is directly related to the redox potential. At anomalous stations in places of bubbly gas manifestation (methanogenesis processes), the concentrations of chemical elements also exceed the concentrations of chemical elements in the bottom seawater by several times, but the nature of their distribution differs significantly in values, which can be traced from the composition of the concentration series of chemical elements. Due to the influx of sources of methanogenesis into the waters, the prevalence of chemical elements in the reducing conditions of the geochemical environment increases.

This research was supported by Tomsk Polytechnic University Competitiveness Enhancement Program ВИУ-ОГ-215/2020 Work is supported by State program RF «Science». Project FSWW-0022-2020.

References

1. Betts, J. N. & Holland, H. D. The oxygen content of ocean bottom waters, the burial efficiency of organic carbon, and the regulation of atmospheric oxygen. Paleogeogr. Paleoclim. Paleoecol. 97, 5–18 (1991).
2. Wang, X.J., Hutchinson, D.R., Wu, S.G., Yang, S.X., Guo, Y.Q., 2011a. Elevated gashydrate saturation within silt and silty clay sediments in the Shenhu area, South China Sea. J. Geophys. Res. 116 (B05102), 1e18.
3. Schulz H.D. Quantification of early diagenesis: dissolved constituents in marine pore waters // Marine Geochemistry. Springer, Berlin, Heidelberg, 2000. S. 87–128.
4. Semiletov I., Shakhova N., Romanovsky V., Pipko I.I.Methane Climate Forcing and Methane Observations in the Siberian Artctic Land-Shelf System // World Resource Review. 2004. V. 16. P. 503–542.
5. Wang, X.J., Hutchinson, D.R., Wu, S.G., Yang, S.X., Guo, Y.Q., 2011a. Elevated gashydrate saturation within silt and silty clay sediments in the Shenhu area, South China Sea. J. Geophys. Res. 116 (B05102), 1e18.
6. The East Siberian Arctic Shelf: towards further assessment of permafrostrelated methane fluxes and role of sea ice / N. Shakhova, I. Semiletov, V. Sergienko, L. Lobkovsky, V. Yusupov, A. Salyuk, A. Salomatin, D. Chernykh, D. Kosmach, G. Panteleev, D. Nicolsky, V. Samarkin, S. Joye, A. Charkin, O. Dudarev, A. Meluzov, _. Gustafsson // Philosophical Transactions of the Royal Society A. – 2015. – V. 373. – 20140451.

ANALYSIS OF BARRIER FLOODING EFFICIENCY AT KIENGOPSKOYE FIELD

Zaynikaev S.G., Andreev A.V.
Scientific advisor Pisarev M.O.
Tyumen State University, Tyumen, Russia

The development of oil rims is getting more relevance every year. Many fields in Russia are complicated by the presence of a gas cap. Barrier flooding is mainly used in case of edge oil rims as presented in work [7]. Average effective oil rim thickness at Kiengopskoye field is 3 meters, but the gas cap is greater. Moreover, the distance between gas-oil contact and oil-water contact is 26 meters, and it contributes to the formation of aquatic and gas cones near production wells. According to the well tests, the average permeability is 0.138-0.149 mD. The average value of the dynamic viscosity of oil is 12.88 mPa s [1]. In case of two-phase flow of oil and gas, gas will move faster to the production well. But the more viscous the oil, the greater the role of this effect. The problem is explored in work [3].

The analysis of barrier flooding of at Kiengopskoye field. Initial formation pressure is 118 atm. According to the current information, reservoir pressure is estimated at 116 atm. As it is close to the initial value, barrier flooding is considered to be the most effective [6].

The process of barrier flooding started in 2013. As of 01.01.2019, there are 9 injection wells.

To systematize the analysis, the entire area was divided into several cells, including all the operating wells. The efficiency of each cell was evaluated separately. The analysis considered:

- technological parameters of injection and production wells;
- the dependence of the injection wells location;
- the period of the barrier formation after bringing the well into production.

The results of the assessment are presented in the table [4].

Table

Barrier flooding efficiency. Vereyskiy object of the Kiengopskaya area

Field	Cell number	Period of the barrier formation after the start of production, years	Injection wells location	Additional production, kiloton
Kiengopskoye	3	3 years	gas and oil pay zone, oil pay zone	36
Kiengopskoye	1	9 years	gas and oil pay zone, net gas pay zone	0
Kiengopskoye	2	5 years	gas and oil pay zone, oil pay zone	0
Kiengopskoye	5	2 years	gas and oil pay zone	0
Kiengopskoye	6	1 month	gas and oil pay zone, oil pay zone	0
Kiengopskoye	7	6 months	gas and oil pay zone, oil pay zone	0
Kiengopskoye	4	–	–	–

Conclusions based on the analysis:

- profit in the only cell. Injection wells in this zone create a water barrier which makes oil production stable;
- the main disadvantage of this process is incorrect injection wells location. Stopping gas breakthrough to production wells was not possible;
- the later the waterflooding is used after the start of production, the less the effect;
- additional oil production in cell 3 is estimated at about 4 t/day. This indicates the efficiency of the barrier waterflooding.

There are some recommendations based on the conclusions:

- It is desirable to locate injection wells in gas and oil pay zone, but production wells should be in net oil pay zone;
- Barrier waterflooding should start before the gas breakthrough otherwise the method is useless, because this problem leads to high values of gas-oil ratio which may cause well shutdown;
- Production wells should be protected by a barrier on all sides where gas is present. It is necessary to carry out systematic well tests to determine the reservoir pressure, in oil pay zone and gas pay zone pressures, and gas-oil contact level.

The authors of the work [5] concluded that in gently-dipping bed with a large extent of the gas-oil contact, the approach to the development of oil rims by creating a liquid barrier at the level of the gas cap to isolate it and to maintain reservoir pressure is of particular interest. It was also found out that injection wells create high-pressure zones that prevent the flow of gas. This has a positive effect in the case of an organized approach to the selection of wells and taking into account the deposit geological features

Increasing the efficiency of barrier flooding at the Vereyskiy object of the Kiengopskaya area. Cell 7 was chosen as an experimental site since there is no any benefit from the barrier waterflooding in the area. Only one vertical injection well H is currently operating in the cell. It is creating a barrier from the south for the only horizontal production well D, while the main gas cap is located in the northeast (Fig. 1).

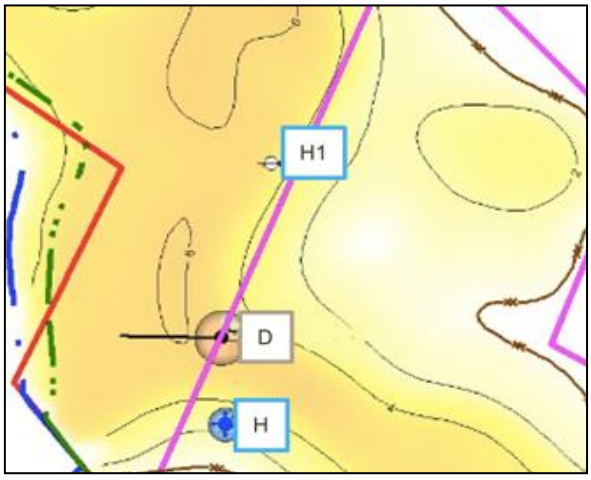


Fig.1 Well D area

In the analysis of well D operation (Fig. 2), it was revealed that from the beginning of the well operation, the oil and liquid production rates fell to 6 t/day, and the gas-oil ratio increased from 144 to 225 m^3/t. If oil production occurs with the use of beam or electric submersible pump, the presence of a large amount of gas in production fluid is much more dangerous for the equipment than the water cut. This leads to a pump starvation or its complete failure. This growth was caused by the gas breakthrough from the gas cap, which was revealed during the study of the geological section on the reservoir hydrodynamic model (Fig. 3). The fraction of gas in the fluid varies from 0 (blue) to 1 (red).

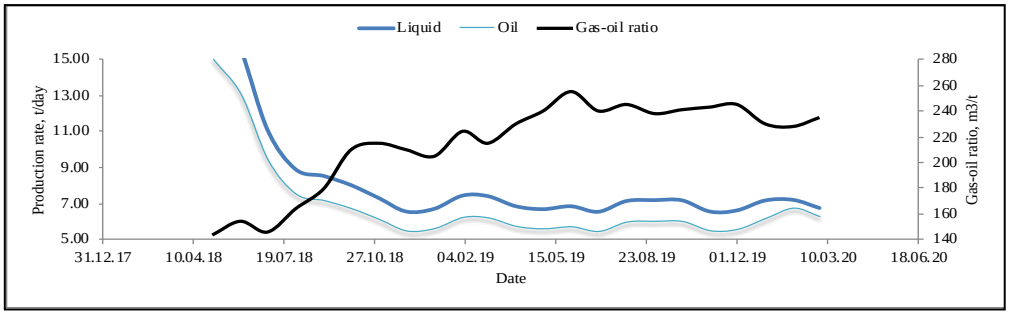


Fig. 2 Well D operational analysis

Gas moves to the bottom hole from the northern and northeastern sides, that is, from the side of the main gas cap. It is necessary to take into account the conclusions and recommendations formulated above to improve the efficiency of barrier flooding. Well H can't provide a barrier because it's located to the south. Therefore, it is necessary to bring in an additional well to create a barrier. Suspended well H1, which is located to the north from well D, meets the requirements.

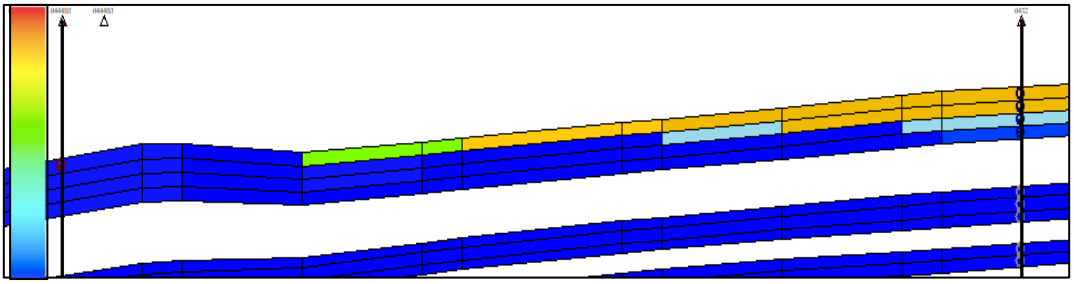


Fig. 3 Geological cross-section model through well D (left) and H (right) before flooding

Technological efficiency forecast. The technological efficiency was estimated using a model [2]. This model allowed us to make a production forecast until 2024. According to the simulation, the creation of a barrier from the H1 well led to a positive effect: gas-oil ratio decreased and, as a result, oil and liquid production rates increased (Fig. 4).

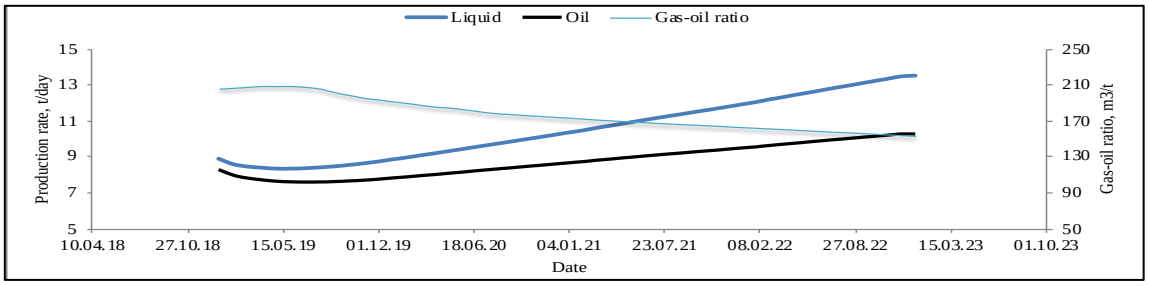


Fig. 4 Well D production forecast

The geological cross-section (Fig. 5) also shows that the gas that was approaching the bottom hole of well 444B1 in 2019 was displaced by water, and the gas saturation decreased.

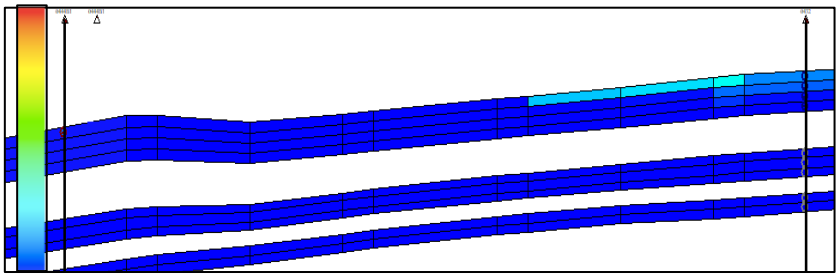


Fig. 5 Geological cross-section model through well D (left) and H(right) after flooding

Well D production performance got much better as additional oil and liquid production will reach 2541 tons and 3329 tons, respectively, by 2023. There are charts comparing oil and water production rates and cumulative production values before and after barrier waterflooding (Fig. 6)

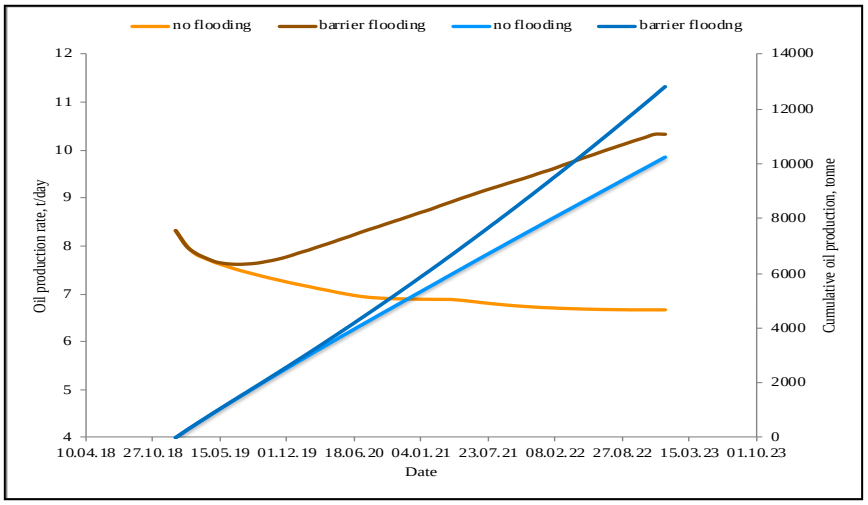


Fig. 6 Comparison of two scenarios

Therefore, the use of barrier flooding was substantiated on the basis of the analysis of the geological and physical characteristics and the current state of development of the Kiengopskaya area of the Chutyrsko-Kiengopskoye field. Creation of a water barrier, by cutting off the flow of gas from the gas cap, contributes to the maintenance of stable oil production at the well under study.

References

1. Addendum to the technological project for the development of the Chutyrsko-Kiengopskoye gas and oil field in the Udmurt Republic. Izhevsk Oil Research Center CJSC, Udmurtneft OJSC. 2019.
2. Badykov I.Kh., Baikov V.A., Borshchuk O.S. RN-KIM software complex as a tool for hydrodynamic modeling of hydrocarbon deposits // Subsoil use XXI century.P. 96-103.
3. Panfilov M.B. A unified concept for the development of complex oil and gas fields: review / M.B. Panfilov – M.: IRTs Gazprom, 1994. 96 p.
4. Summary analysis of barrier waterflooding for the fields of OAO Udmurtneft. ZAO Izhevsk Oil Research Center, Department for Monitoring the Energy State of Formations, OAO Udmurtneft – 2019.

ПОДСЕКЦИЯ 1
ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

СОВРЕМЕННЫЕ СТРАТЕГИИ В ОБУЧЕНИИ ПРОФЕССИОНАЛЬНО-ОРИЕНТИРОВАННОМУ ЧТЕНИЮ ПО СПЕЦИАЛЬНОСТИ «ГОСУДАРСТВЕННОЕ И МУНИЦИПАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ» В НЕЯЗЫКОВОМ ВУЗЕ

Дастир Ф., Исаева И.Э.
Научный руководитель - доцент Е. В. Масленникова
Российский университет дружбы народов, Москва, Россия

Под стратегией в наиболее общем смысле принято понимать план действий, сформированный для достижения определенной цели, отличающейся от иных целей масштабом, неповторимостью результата и качеством достижений. Особенностью стратегии, как плана, помимо масштабов и результата является необходимое количество ресурсов, которых в начале реализации плана может быть недостаточно, но стратегия это предполагает и предупреждает о необходимости продумывания восполнения имеющихся ресурсов или привлечении иных необходимых для достижения поставленной цели.

Стратегия обучения в вузе формирует план достижения результата по освоению определенного объема знаний, значительная часть которых может быть представлена в виде информации или, иначе, в виде знаков и символов, передаваемых и получаемых по определенным каналам связи. Каналы связи делятся на каналы естественные (каналы восприятия человека) и искусственные (каналы, которые сделал человек, стремясь передавать как можно больше информации за короткий промежуток времени). Естественные каналы связи способствуют мышлению (анализ и синтез), искусственные поддерживают максимальную объективность анализа и синтеза, благодаря объему затребованной информации и возможности доступа к ней. Естественные каналы связи обеспечивают обработку первичных сигналов (звуков и букв) в знания, умения и навыки или компетенции, если мы отличаем новые требования к образованию от предыдущих.

Говорение и чтение являются основными элементами любого языка, достигшего стадии развития на уровне письменной передачи информации, соответственно, если субъект образовательной деятельности хочет освоить другой (иностранный) язык, ему предстоит пройти параллельно стадии говорения и чтения, как необходимых видов речевой деятельности, ведущей к освоению языка и знаний.

В основе чтения, полагают О. Моисеенко и Л. Петрова особый вид активности человека, принимающий форму деятельности. Основной характеристикой деятельности является наличие цели, в нашем случае, чтение становится основной целью для получения образования на иностранном языке. Авторы рассматривают чтение как технологию или набор связанных между собой способов воспроизводства знаний. Кроме того, чтение может стать связующим звеном между субъектами общения (студентом-студентом, студентом-преподавателем и т.д.). Но, важным обстоятельством в этих видах общения является наличие носителей языка обучения [4].

Чтение можно понимать, как деятельность, которой придается ведущая роль в речевой деятельности людей, получающих образование на иностранном языке. О. Моисеенко и Л. Петрова полагают, что из всех целей в образовании, особенно на первом этапе освоения языка и жизни в стране обучения, чтение должно стать основной целью, это, во-первых, во-вторых, оно способно стать средой коммуникации с окружающим, пока иноязычным миром. Данный мир становится понятным и своим, если чтение подкрепляется возможностью общения с теми, кто говорит, читает и пишет на языке обучения [4].

Современная наука классифицирует чтение по разным критериям, среди которых могут быть отдельно время, отдельно последовательность чтения (от простого к сложному), отдельно включенность в смыслы и логику изложения текста. Критерии можно сочетать время/включенность, включенность/время и т.д. С. Фломкина предлагает свою классификацию чтения и проводит анализ на критерии цель чтения [8]. Согласно этому критерию возможны четыре цели чтения: цель-изучение, цель-просмотр, цель-ознакомление, цель-поиск. Эти цели можно выстроить по ранжиру затрачиваемого времени, включенности, поиску и т.д.

Наиболее сложное, но и наиболее близкое к профессионально-ориентированному чтению - чтение-изучение, оно же необходимо при подготовке студенческих научных работ, курсовых и выпускных квалификационных работ, без него таково вида работы состоятся не смогут или будут с научной точки зрения не очевидны. Кроме того, данная классификаций основывается на цели, которую формирует ведущий мотив деятельности, выражающий потребность(нужду) в освоении иностранного языка для доступа к новой информации.

Понятие, профессионально ориентированного чтения, привлекает внимание с точки зрения дидактики обучения иностранному языку или обучению на иностранном языке в неязыковом вузе. Последнее предполагает разные специализации и, соответственно, разные профессиональные реализации по окончании обучения в вузе.

Существует точка зрения, которая рассматривает чтение как информационную потребность, реализация которой необходима и для профессионально-ориентированного чтения, а само профессионально-ориентированное чтение становится видом сложной деятельности, основанной на потребности в получении информации на иностранном языке, которое сопровождается говорением на нем же [6]. И. Табуева разделяет эту точку зрения и

полагает, что понятия сложной речевой деятельности и профессионально-ориентированного чтения тождественны, следовательно, освоение иностранного языка в вузе по выбранной специальности является потребностью.

Т. Серова повторяет начало определения, приведенного выше, но добавляет к потребностям возможности, предлагая развитие понимания речевой профессиональной деятельности следующим образом - это деятельность, обусловленная целями, поставленными для решения оперативных задач обучения. Оперативными задачами обучения могут стать задачи ориентации в тексте и поиск главных смыслов в нем, поясе необходимого массива фактов, цифр, символов и значений, а также более сложная задача речевой деятельности человека – обобщение найденного в процессе просмотра, ознакомления, поиска и изучения. Решение оперативных задач позволяет мобилизовать доступные формы речевой и письменной активности, а также адаптировать их к информационному пространству [3]. Автор справедливо разделяет возможности и потребности, так как при обучении в вузе возможности предоставляются самим фактом зачисления, но факт зачисления не является подтверждением потребности, правда, это выясняется в процессе обучения, иногда, очень нескоро.

Если сформулировать определение профессионально-ориентированного чтения, полагает Т. Серова, используя понятие информации, как способа передачи знаний, а также опыта их поиска и использования в выбранной профессиональной сфере, то этот способ передачи, как правило, приводит к присвоению знаний, а профессионально-ориентированное чтение становится «приемом» [4] присвоения знаний.

Ю. Князева уточняет, что этот прием можно коротко обозначить как “чтение литературы по специальности” [3]. Такой вид чтения должен стать ежедневной потребностью, примерно с такой формулировкой для субъекта образовательной деятельности «я ничего сегодня не прочитал по своей специальности – испытываю интеллектуальный голод».

Для формирования потребности чтения литературы по специальности, предположительно, следует начать с говорения. Само говорение, как сложный процесс произнесения звуков и их сочетаний на иностранном языке может и должно стать потребностью.

Для создания потребности в говорении, полагает С. Аверьянова, предлагаются следующие мотивы:

– мотивы-стимулы или обязательные условия активности (игра, проблемная ситуация, решение профессиональных задач);

– личностно-значимые мотивы, учитывающие интересы и увлечения учащихся [1]. При формировании этих мотивов серьёзная работа предстоит преподавателю(руководителю), который непосредственно учит или консультирует субъекта образовательной деятельности(студента).

Для создания потребности в чтении так же нужны мотивы и ими могут стать:

– мотивы-стимулы, предполагающие достижения определенных результатов в обучении, совершенствование их при подготовке к реализации в выбранной сфере профессиональной деятельности

– личностно-значимые мотивы, учитывающие направленность личности, способности, точки интереса к стране-обучения, окружающим людям, событиям и обстоятельствам повседневной жизни. Связки между мотивами-стимулами и личностно-ориентированными мотивами присутствуют всегда. На примере РУДН - родители, родители родителей, которые обучались в СССР, много рассказывали о своем русском опыте обучения и, отправили потомков учиться в Россию.

Итак, необходимым пополняемым ресурсов обучения в вузе по выбранной специальности может стать изучение иностранного языка, которое предполагает не просто говорение и чтение, а сложно профессионально-ориентированное говорение и чтение, ведущим из которых является сложное чтение, лежащее в основе говорения.

Соединяя понятие стратегии и профессионально ориентированного чтения как интеллектуального приема присвоения, создания и целевого применения посредством чтения литературы по специальности, в нашем случае по государственному и муниципальному управлению, можно воспользоваться планом, который предлагает библиотека Гумер для тех, кто хочет стать профессионалом в написании компьютерных программ. Объединение представляется уместным, потому что иностранный язык это, в обобщении, те же алгоритмы, что и в информационных технологиях и универсальный план может быть единым для, казалось бы, полярных профессиональных занятий. Принятие управленческих решения – это алгоритм, предполагающий знание, прежде всего, последствий. Многообразие алгоритмов в управлении – это половина успеха, знание многообразия последствий принятых решений гораздо важнее.

План в профессионально-ориентированном чтении представляет собой соединение психологических и познавательных установок, позволяющих сделать профессионально-ориентированное чтение осмысленным, а ведущим способом этого вида деятельности выбрать именно чтение-изучение, приводящее к нужному результату - профессионализму. Среди перечня таких позитивных установок последовательно используются стратегии минимизации запоминаемого материала, избегания посторонних деталей, применение свободного воспроизведения или пересказа только что изученного, а также метод повторного цитирования для самопроверки. Деление чтения-изучения на части позволяет ставить промежуточные цели(задачи), радуя себя их решением. Появление навыка в профессионально-ориентированном чтении-изучении является поводом для его деления на составляющие, именно они принесли успех, а их ансамбль надо представить, как модель, которая приносит маленькие или большие победы в обучении [2].

Литература

1. Аверьянова С. В. Коммуникативные стратегии при обучении устному деловому общению на занятиях по иностранному языку в высшей школе [Электронный ресурс] // Российский внешнеэкономический вестник. 2013. №3. Режим доступа: https://clck.ru/Sj5Qa (дата обращения: 06.01.2021).

2. Библиотека Гумер. Культурология. Стратегия обучения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://clck.ru/Sj5Qz
3. Князева Ю. В. Профессионально-ориентированное чтение как средство обучения иностранному языку студентов-медиков //Журнал Гродненского государственного медицинского университета. 2010. – №. 3 (31). – С. 104.

PHYSISCHE AKTIVITÄT ALS MITTEL DER REHABILITATION UND VORBEUGUNG GEGEN KÖRPERLICHE LEISTUNGSUNFÄHIGKEIT

Karpova I.A.
Wissenschaftlicher Betreuer Prof. Dr. L.W. Kapylewitsch
Nationale Polytechnische Forschungsuniversität Tomsk, Russische Föderation

Es ist unbestreitbar, dass nur eine geistig und körperlich gesunde Person mit hoher geistiger und körperlicher Leistung komplexe berufliche Probleme erfolgreich lösen kann. Dies ist von besonderer Bedeutung für Personen, deren Aktivitäten mit einem hohen Maß an körperlicher und geistiger Belastung verbunden sind, insbesondere wenn die Ausübung beruflicher Aufgaben unter extremen klimatischen Bedingungen und unter Bedingungen eines häufigen Wechsels der Zeitzonen erfolgt. Unter Werktätigen Russlands lässt sich die Missachtung ihrer Gesundheit in größerem Maße vor allem bei denjenigen beobachten, die einen vollen Arbeitsplan, nervöse und körperliche Überlastung usw. als Rechtfertigung vorbringen, jegliche körperliche Aktivität, eine rationale Ernährung abzulehnen und ihre gesundheitsschädigenden Gewohnheiten beizubehalten. Es darf nicht vergessen werden, dass die Einstellung eines Menschen zu seiner Gesundheit häufig unter dem Einfluss der Gesellschaft und der von ihr tradierten Werte geformt wird.

Intensiver Wettbewerb unter Mitarbeitern, hohe Auslastung im Beruf ohne körperliche Aktivität, Stress am Arbeitsplatz, langfristiges Sitzen vor einem Computer, erhebliche Augenanspannung führen zum Risiko der Entwicklung von Berufskrankheiten und Störungen des Bewegungsapparats. Diese Probleme können durch die Einführung der Betriebsgymnastik gelöst werden, die an Arbeitsplätzen von Vertretern des unternehmenseigenen Sportvereins in der Freizeit organisiert wird.

In vielen ausländischen Unternehmen sind Fitnesskurse im Arbeitsplan enthalten, und es werden Übungspausen angeboten. Nach den durchgeführten Analysen konnte festgestellt werden, dass Menschen, die während der Arbeitszeit körperlich aktiv waren, die Tage ihres Krankenstands verkürzten. Die Mitarbeiter wurden seltener krankgeschrieben, und die Arbeitsproduktivität stieg erheblich. Für viele ausländische Unternehmen sind Wellness-Programme eine gute Geschäftslösung zur Verbesserung des Gesundheitszustands von Mitarbeitern. Die beiden besten Motivatoren für die Bereitstellung von Wellnessprogrammen waren die Verbesserung der Arbeitsmoral der Mitarbeiter und die der Organisationskultur. Die Schaffung einer komfortablen Umgebung (bequeme Sitzgelegenheiten, Durchlüftung des Raums usw.) zur Nutzung körperlicher Aktivität am Arbeitsplatz könnte ein guter Anfang sein.

Im Ausland ist eine solche Haltung gegenüber Mitarbeitern die Norm, was leider für russische Arbeitsverhältnisse nicht immer der Fall ist. In der UdSSR wurde häufig körperliche Bewegung am Arbeitsplatz befürwortet. Damals wurde eine ausreichende Anzahl von methodischen Anweisungen für die Betriebsgymnastik herausgegeben. Sie wurden demnach eingeführt und in die Arbeitswelt einbezogen, um alle zu ermutigen, Sport zu treiben. Heutzutage ist dafür aber nichts geschaffen worden. Viele Geschäftsführer sind der Meinung, dass diese Kurse außerhalb der Arbeitszeit abgehalten werden sollten, obwohl die Mitarbeiter selbst nicht bereit sind, ihren Lebensstil zu ändern. Wenn Menschen zum Sport gezwungen werden, hat dies negative Auswirkungen, was zu Sowjetzeiten ein Fehler war.

Es sei darauf hingewiesen, dass es immer beliebter wird, gesund und aktiv zu sein. Vielleicht gelangen viele Unternehmen zur Einsicht, dass ein gesunder Mitarbeiter Schlüssel zu ihrem Erfolg ist, und sie werden folglich ein besseres Arbeitsumfeld schaffen und die Mitarbeiter bei der Ausübung einer gesunden Lebensweise unterstützen, zu dem auch körperliche Bewegung während der Arbeit gehört.

Die Arbeitsbedingungen werden unter dem Einfluss miteinander verbundener Faktoren von sozioökonomischem, technisch-organisatorischem und natürlich-natürlichem Charakter geschaffen, die sich auf die Gesundheit, menschliche Leistung, die Einstellung zur Arbeit und die Zufriedenheit mit den Arbeitsergebnissen, die Produktionseffizienz und den Lebensstandard und eine harmonische Entwicklung des Individuums auswirken. Trotz der Automatisierung und Mechanisierung von Arbeitsprozessen ist der Anteil der Handarbeit immer noch recht hoch [1].

Körperliche Übungen können als sozialpsychologischer Mechanismus zur Akzeptanz von Werten der Körperkultur, zur Entwicklung moralischer, allgemeiner kultureller und ethischer Qualitäten eines Menschen angesehen werden, die im Leben der russischen Gesellschaft derzeit leider praktisch vielfach an Bedeutung eingebüßt haben. Gleichzeitig liegt nahe, dass es einen Zusammenhang zwischen Körperkultur und sportlicher Aktivität und dem Grad der sozialen Anpassung im Produktionsteam gibt, unabhängig von der Form des Eigentums und der Art der wirtschaftlichen Aktivität. Diejenigen, die sich mit körperlichen Übungen beschäftigen, haben eine stärker entwickelte Gruppenorientierung, Verantwortung für die erteilte Aufgabe, eine höhere Arbeitsmotivation usw. Durch körperliche Kultur und Sport können die soziale Aktivität und die Bereitschaft einer Person zu bestimmten Aktivitätsbedingungen erheblich gesteigert werden.

Das Hauptproblem der modernen Produktion mit ihrer Vielfalt an Formen ist der Prozess der Anpassung der Arbeitnehmer an bestimmte konkrete Tätigkeitsbedingungen. Die Leistung der Muskelarbeit ist in erster Linie mit körperlicher Aktivität verbunden, dem natürlichsten Faktor, der mit menschlicher Aktivität einhergeht. Motorische Aktivität war zu jeder Zeit ein wichtiges Bindeglied bei der Anpassung eines Menschen an die Umwelt, aber die lebenswichtige Notwendigkeit seiner ständigen Manifestation bedeutet nicht, dass alle Menschen eine längere und intensive Muskelarbeit mit unterschiedlicher Kraft ausführen können, deren Wirksamkeit von den physiologischen Reserven des Körpers in hohem Grade abhängt. Die Fähigkeit zur körperlichen Arbeit bzw. Anpassung wird durch anhaltende Belastung des menschlichen

Körpers erworben und durch Fitness aufrechterhalten. Richtig organisierte Körperkulturkurse tragen zur Erweiterung der physiologischen Reserven des Körpers bei und machen ihn dauerhafter, stärker und widerstandsfähiger gegenüber äußeren Einflüssen.

Die Erweiterung der physiologischen Reserven des Körpers hat als direkte Folge die Erhaltung und Stärkung der menschlichen Gesundheit. Das Training mit körperlichen Übungen sollte einerseits zur Entwicklung der wichtigsten psychophysiologischen Eigenschaften beitragen, die für die berufliche Tätigkeit erforderlich sind (Stabilität, Geschwindigkeit der Verteilung und Aufmerksamkeitsumschaltung, Bewegungskoordination, hohe Geschwindigkeit sensomotorischer Reaktionen usw.). Andererseits sollte es die Kompensationsfähigkeiten des Organismus steigern, um seine Arbeitsfähigkeit und die körperliche Fitness zu verbessern [3].

Wenn wir über die Besonderheiten der Arbeitstätigkeit in abgelegenen Industrieanlagen sprechen, wird dies durch eine Reihe von Faktoren bestimmt, die sich erheblich negativ auf die Gesundheit der Arbeitnehmer auswirken können, z.B.: extreme klimatische Bedingungen, erhöhte körperliche Aktivität im Zusammenhang mit den Besonderheiten des Produktionszyklus, der kurzfristige Wechsel von Zeitzonen, Entfernung vom üblichen Lebensraum, Änderung der üblichen Ernährung, Unmöglichkeit einer vollständigen körperlichen und emotionalen Genesung.

Der zuletzt genannte Umstand bedeutet nicht, dass es sich dabei um eine Nebensächlichkeit handelt. Alle oben aufgeführten Bedingungen sind äußerst wichtig. Es kann jedoch mit Zuversicht gesagt werden, dass die Probleme der physischen Erholung für das Personal entfernter Industrieanlagen bis jetzt praktisch nicht berücksichtigt wurden, obwohl ausgerechnet die physische Müdigkeit oft die Grundlage nicht nur für die Entwicklung verschiedener Störungen im Körper (meistens auch psycho-emotionaler Natur), sondern auch für schwere Arbeitsunfälle bildet. Gleichzeitig sind verschiedene Formen körperlicher Aktivität die wirksamste und vielversprechendste Präventionsmethode.

Die größte Anzahl von Berufen im modernen Russland geht auf Fachgebiete der geistigen Arbeit zurück, die bestimmte berufliche Risiken beinhalten, die sowohl negative Auswirkungen auf die Funktionssysteme des Körpers als auch auf die Arbeitsbedingungen haben.

Im Zusammenhang mit der Entwicklung elektronischer Produktionsanlagen für jeden einzelnen Arbeitnehmer kann die Effizienz der Betriebsgymnastik durch den Einsatz verschiedener Anlagen oder elektronischer Geräte gesteigert werden. Dies können eine Timer-Erinnerung auf einem Mobiltelefon, eine individuelle Übertragung von Übungskomplexen mit Musik- und Videobegleitung, Konferenzen und Online-Konsultationen mit Spezialisten für Körperkultur, eine elektronische Kontrolle über die Qualität des Trainings und den Zustand des Körpers laut vorgeschlagenen Empfehlungen sein.

Für jede Berufsgruppe können körperliche Übungen und andere Mittel aus den Übungskomplexen der Betriebsgymnastik im Zusammenhang mit ihrer Auswirkung auf den Körper in folgende Gruppen unterteilt werden:

– Augenüben (Augengymnastik, Aktivitäten im Freien, ein Spaziergang, körperliche Übungen);

– Flexibilitätsübungen zur Aufrechterhaltung einer optimalen Amplitude in den Gelenken, Beweglichkeit der Wirbelsäule (Elemente des Fitness-Yoga, Dehnen, Rücken-Übungen, Abduktion des Schulterrückens, Drehungen, Biegungen);

– Ausdauerübungen, die die Leistung steigern und die Aktivität des Herz-Kreislauf-Systems optimieren (Fitnesselemente, Treppensteigen, Laufen vor Ort);

– Kraftübungen, die den Tonus der Hauptmuskelgruppen stärken und sämtliche kleinen Muskelgruppen punktuell beeinflussen (Übungen mit minimaler Belastung – 0,5-Liter-Wasserflaschen; Kniebeugen, Liegestütze (auf den Tisch gelehnt); Übungen zur Stärkung des Rückens);

– Übungen zur psychischen und psychomotorischen Entlastung, Gruppen- und autogene Wirkung zur Linderung von psychischem Stress (Elemente des Fitness-Yoga, Dehnen, allgemeine Entwicklungsübungen, Schulterabduktion, Kniebeugen, Übungen mit musikalischer Begleitung).

Die Hauptfaktoren, die den Stress im Beruf verursachen, sind folgende:

– mit psychischem Stress - ein langer und unregelmäßiger Arbeitstag mit Schichtarbeit, Geschäftsreisen, Arbeit in einem Zeitdefizit, der Dauer der gezielten Aufmerksamkeit, der Dichte von Signalen und Nachrichten pro Zeiteinheit, einem hohen Grad an Aufgabenkomplexität, hohe Verantwortung, Vorhandensein von Risiken;

– unter visueller Belastung – hohe Genauigkeit der durchgeführten Arbeit, die Notwendigkeit einer hohen Koordination der sensorischen und motorischen Elemente visueller Systeme, d.h. Koordination des Sehens mit dem System der Bewegungsorgane, Konfrontation mit optischen Geräten und direkt mit dem Bildschirm von Videoanzeigeterminals und elektronischen PCs;

– während körperlicher Anstrengung – dynamische und statische Muskelbelastungen, die mit dem Heben, Bewegen und Halten von Lasten unterschiedlicher Masse verbunden sind, erhebliche Anstrengungen für die Bedienelemente und Handwerkzeuge, wiederholte Handbewegungen mit verschiedenen Amplituden, tiefe Körperneigungen, langfristige Aufrechterhaltung physiologisch irrationaler Arbeitspositionen [2].

Es kann festgehalten werden: rm die Probleme der Aufrechterhaltung und Stärkung des Gesundheitszustands und der Steigerung der Arbeitsproduktivität aufgrund des Potenzials von Körperkultur und Sport zu lösen, müssen wirksame und zugängliche Formen körperlicher Aktivität am Arbeitstag für aller Kategorien von Werktätigen entwickelt und umgesetzt werden. Aufgrund des geringeren Verletzungsrisikos und anderer medizinischer Komplikationen, die theoretisch während eines Trainings auftreten könnten, entspricht wenig körperliche Aktivität eher den Zielen der öffentlichen Gesundheit.

Literaturverzeichnis

1. Каз М.С. Динамика экономического знания и мотивация труда: когнитивно-ценностный подход. – Томск: Изд-во ТГУ, 2003. – 352 с.
2. Профилактика стрессового состояния работников при различных видах профессиональной деятельности // Электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200072234 (дата обращения: 04.03.2021).

3. Судаков К.В. Системные механизмы мотивации. – М.: Медицина, 1979. – 198 с.

АНГЛИЙСКИЙ ГЕНДИАДИС КАК БИНОМИАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

Макаровских А.В.
Научный руководитель - профессор Ю.В. Кобенко
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. В данной статье рассматривается явление английского гендиадиса и его соответствие биноминальным образованиям (binomial formations), которые не имеют однозначной терминологической интерпретации. В английском языке комбинации слов, образующие объект данного исследования, также могут быть обозначены как биномиалы (binomials), парные слова (paired words), устойчивые (необратимые) парные образования (irreversible binomials), словарные пары (word-pairs), дублеты (doublets) и др. В сущности, все эти термины составляют единый синонимический ряд, т.е. эквивалентны друг другу. Однако возникает вопрос, входит ли гендиадис (hendiadys) в этот синонимический ряд. Таким образом, задача настоящей статьи - выяснить, являются ли гендиадисные образования биномиальными. В связи с многообразием представленных терминологических единиц, а также в целях удобства обращения с терминами целесообразно использовать в тексте статьи термины «гендиадис» («гендиадисные образования»), «биномиалы» («биномиальные образования») и «парные образования» в качестве гиперонима.

Гендиадис или биномиал? Как лингвистическое явление гендиадис не очень популярен среди ученых, а как стилистический прием – среди писателей, а значит мало узнаваем и простыми читателями. Однако это классическое средство риторики далеко не так тривиально, как может показаться на первый взгляд, и заслуживает должного внимания. На самом деле, если рассматривать гендиадисные образования как биномиальные, то выясняется, что данные структуры встречаются довольно часто и являются объектом пристального изучения немалого количества ученых-лингвистов. Основа структуры гендиадиса достаточно проста, эта фигура речи буквально означает «один через два». Автором термина является римский писатель, филолог и поэт Сервий, чьи труды датируются IV в. н.э. Он ввел в обиход этот термин с целью описать распространенную в «Энеиде» Вергилия фигуру речи, которая представляла собой использование двух существительных, объединенных союзом «и», для выражения единой сложной мысли [4]. В английском языке гендиадис трактуется как фигура речи, состоящая из двух элементов (существительных, прилагательных или глаголов), разделенных союзом «и» и вместе формирующих общую более сложную мысль, например, home and house, nice and juicy, come and get it. Впервые о нем упоминается в английских текстах в эпоху Ренессанса. Термин «биномиал» в свою очередь был создан и впервые применен американским ученым-филологом Я. Малкиелем в 50-ых гг. 20 в. [1], хотя упоминания о биномиалах уходят корнями далеко в прошлое и берут свое начало в древнеанглийский период. Как правило, биномиал представляет собой структуру из двух слов, принадлежащих к одной части речи, реализующих одну и ту же синтаксическую функцию, объединенных союзом «и»/«или» и имеющих семантическую связь, например, bread and butter, hit and run, hot and spicy. Таким образом, можно выделить некоторые особенности, присущие таким парным образованиям, как биномиалы, а значит, по нашему предположению, и гендиадису.

Отличительные особенности биномиалов/гендиадиса. При первом ближайшем рассмотрении дефиниций и сравнении характерных признаков этих парных образований становится понятно, что биномиалы и гендиадис имеют много общего. Тем не менее, можно ли считать гендиадисные образования биномиальными? Чтобы ответить на этот вопрос, обратимся к классификации отличительных особенностей парных образований, признаки которых могут соответствовать как биномиалам, так и гендиадису. Приведенная ниже классификация отличительных особенностей составлена на основе статей Я. Малкиеля [1] и Г. Зауера, Б. Шван [3] о биномиалах:

1) структура: а) A+l+B (наиболее характерная), где A – первый структурный элемент, B – второй структурный элемент, l (link) – связующее звено (союз, связка) (loud and clear); б) A+l+B (аллитерация), где элементы A и B начинаются с одной согласной (do or die); в) A+l+B (ассонанс), где элементы A и B имеют повтор гласных звуков (make or break); г) A+l+B/A-B (зарифмованность), где элементы A и B созвучны и создают рифму (hustle and bustle/hocus-pocus) и др.

2) связующее звено: а) наиболее характерный союз «и» (and) (rats and mice); б) союз «или» (or), выражающий альтернативу (all or nothing); в) разделительная союзная конструкция «ни… ни» (neither… nor) (neither chick nor child) и др.;

3) однородность элементов, т.е. их принадлежность к одной части речи: а) существительные (law and order); б) прилагательные (nice and warm); в) глаголы (shoot and kill); г) наречия (here and there); д) предлоги/союзы (in and out);

4) семантическая связь: а) элементы-синонимы (law and order); б) элементы-антонимы (here and there); в) взаимодополняющие элементы (комплементарность элементов) (food and drink) и др.;

5) жанровые особенности; представленные в данном исследовании парные образования наиболее часто встречаются в:

а) устной речи, способствуя быстрому запоминанию (часто с помощью рифмования (hustle and bustle) и аллитерации (rock and roll));

б) художественной литературе как стилистический и риторический прием, помогая создать семантику возвышенности и добавляя выразительности (the falcon and the hunt, a fashion and a toy in blood);

в) юридическом языке (true and lawful) и теологических (библейских/буддийских) текстах (heaven and hell/births and deaths), помогая добиться точности и ясности изложения.

Ниже приведена сводная таблица, демонстрирующая основные признаки, характерные для гендиадиса и биномиалов.

Таблица 1

Соответствие основным характеристикам

№	*Основные характеристики*	*Гендиадис*	*Биномиалы*
1	Структура	1а	1а,б,в
2	Связующее звено	2а	2а,б,в
3	Однородность элементов	3а,б,в	3а,б,в,г,д
4	Семантическая связь	4а,б,в	4а,б,в
5	Жанровые особенности	5а,б,в	5а,б,в

Интерпретация данных Таблицы 1 позволяет сделать вывод о том, что гендиадисное образование является биномиальным, исходя из полного совпадения следующих основных характерных признаков:

- структура: *A+l+B;*
- связующее звено: *and;*
- однородность элементов: в основном *существительные*, реже *прилагательные*, *глаголы;*
- семантическая связь: в основном *взаимодополняющие элементы*, реже *синонимы*, *антонимы;*
- жанровые особенности: в основном *художественная литература*, *юридические и библейские тексты*, реже *устная речь.*

Заключение. По всем характерным признакам английский гендиадис однозначно можно считать биномиальным образованием, несмотря на то, что он не так часто становится объектом лингвистического изучения. Так, именно о схожести биномиалов и гендиадиса упоминает С. Моллин [2], ученый, исследующий биномиальные образования, хотя дает понять, что их схожесть больше структурного характера, чем семантического. При этом она подчеркивает, что понятие «биномиал» более общее по сравнению с понятием «гендиадиса», но, тем не менее, они эквивалентны. Также, по мнению Дж. Райта, «гендиадис часто характеризуется возвышенным стилем и синтаксической сложностью, которая кажется постижимой только на интуитивном уровне, другими словами, от привычного использования синтаксически шаблонных структур, несмотря на их схожесть, гендиадис отличает только сложность его интерпретации» [4]. В целом, ответ на поставленный во введении вопрос очевиден: гендиадисное образование является биномиальным, хотя, несомненно, требуется более тщательный сравнительный анализ статистических данных в рамках дополнительного исследования данного вопроса.

Литература

1. Malkiel Y. Studies in Irreversible Binomials // Lingua. – Vol. 8, 1959. – P. 113-160.
2. Mollin S. The (Ir) reversibility of English Binomials: Corpus, constraints, developments. – Amsterdam: John Benjamins Publishing Company, 2014. – 254 p.
3. Sauer H., Schwan B. Heaven and Earth, Good and Bad, Answered and Said: a Survey of English Binomials and Multinomials (Part 1) // Studia Linguistica Universitatis Iagellonicae Cracoviensis. – 134, 2017. – P. 83–96.
4. Wright G.T. Hendiadys and Hamlet // PMLA / Publications of the Modern Language Association of America. – Vol. 96 (2), 1981. – P. 168 – 193.

THE SPECIFIC NATURE OF THE IDIOMATIC EXPRESSIONS IN BUSINESS COMMUNICATION IN THE ENGLISH LANGUAGE

Milovanova Y.N.
Scientific advisor senior lecturer V.E. Mironova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The importance of learning English in modern society is perfectly clear for everyone. People who are interested in learning a language, their native or a foreign one, open up globality and, to some extent, its immensity. Any language, like the flow of a river, replenishes its reserves or sometimes loses them. It is hardly possible for a person to curb all the countless variety of language, but the question of continuous knowledge and increasing vocabulary can intrigue anyone who is striving for progress.

Taking into account the information about various language classes in English, it becomes possible to comprehend the study of a particular one. For example, idiomatic expressions as an integral part of everyday English due to their rootedness. Idiomatic expressions are considered as the property of the English language. Like in any language, where there are idiomatic expressions observed, there is a place for the traditions, mentality and lifestyle of the nation. True English cannot do without idiomatic expressions - this is the root of the importance in the process of learning them.

Since the class of idiomatic expressions is too extensive, it can even be divided into a number of other subclasses - namely, to limit the clear scope of application of idiomatic expressions. This study will focus specifically on the field of business communications. Thus, I am getting closer to the purpose of this study which is to analyze idiomatic expressions in the sphere of business communication, to figure out what their place is and how they influence on the speech. It would seem that idiomatic expressions are not something that can be used in business conversations, but the global role here belongs to the mentality of the society, for which English is the national language.

To achieve the aforementioned purpose, necessary objectives were highlighted:
1. To familiarize with the concept of "idiomatic expression" and its features;
2. To trace the application in history of idiomatic expressions;
3. To classify idiomatic expressions regarding a given topic - in the field of business communication.

The relevance and the problem of the study is that often the English language learner does not understand the meaning of existence and the study of idiomatic expressions. However, it was found that proficiency in them makes the language richer and more expressive. In certain cases, they even increase the efficiency of business negotiations.

First of all, it is necessary to consider the very concept of the idiomatic expression. Idiomatic expression or briefly – an idiom – is an indecomposable phrase, a stable turn of speech, characteristic only of a given language, the meaning of which is not determined by the meaning of its constituent words.[1] Idioms are known as an integral part of everyday English. Since idioms do not always make sense literally, the learner needs to familiarize himself with the meaning and usage of each idiom. Idioms reflect the historical and cultural realities of a nation, therefore, they have national and cultural characteristics of a given language, and most of them have no equivalent in other languages.

There are thousands of idioms in the English language, but it is impossible to name the exact number, just as it is impossible to name the exact number of words in any language.

In the process of becoming familiar with English idioms about work, labor, work duties, it is very well traced that the British and Americans are responsible for their work, although they may not like it. For detailed considering the amount of idiomatic expressions in the sphere of business communication was grouped into several subgroups.

The first group bears the name “Process of working”. It narrates, for the most part, about authority and responsibility. There are several examples:

Sometimes people face not pleasant situations, when somebody is trying to transfer his part of the work to another person without any interaction between them. In such a situation it is quite relevant to use the idiomatic expression “to throw over the wall”: “Everyone in this office tries to throw the project over the wall” [2].

Or, for example, someone has started a new job or received a new responsibility, so he needs to do it properly and “to seek his teeth” into it. This idiom would have a following meaning – to approach a new business with all responsibility, study it well and fully immerse in the task [4];
“to give a blank cheque” – is usually used when the boss gives an employee the right to make decisions on his own [2];
“to pass the torch to someone” – means to transfer responsibility or obligation to another one [2];
“to pass the buck” – means to avoid taking responsibility for the problem [3, p.40];
“to pull a few strings” – is applied when someone uses his influence to resolve the issue [3, p.230];
“to hold the fort” – means to replace someone in his absence [4];
“too many chiefs, not enough Indians” – is said in case when in a work place there are many bosses and just a few employees [3, p.52];
“to work fingers to the bone” – this idiom is about overexertion at work when a person works without sparing himself;
“a Mickey Mouse job” – is said about bad, hastily done work [3, p.33].

The next subgroup is connected with the “Career and salary”. Below there are idiomatic expressions that fit the description.

It is possible to imagine such situation, where someone recently started to work in a certain field and has already excelled significantly in it. With the using of idiomatic expression it is called “up-and-coming” [2].

When a similar meteoric success in the beginning is crowned with a quick fade, there is a place for idiom “flash in the pan” – about the career marked by early success without further significant achievements [3, p.110];
“to hit the ground running” – has a following meaning – to yearn to start a new business immediately [3, p.144];
“by the sweat of one’s brow” – about something achieved by hard work and without any assistance [3, p.283];
“glass ceiling” – this expression is about unspoken restrictions preventing the appointment of people, usually women, to higher positions in the company [4];
“dog-eat-dog” – is usually said about a person, ready to "elbow" and harm others in order to achieve their goals [2];
“to bring home a bacon” – means to earn money for the family [3, p.13].

Special attention is also paid to certain stereotyped personality types that can be found in the business environment. These are the so-called “Office characters”.

In the workplace it is possible to observe certain minimum staff required to keep the business running – this group of people could be named as “a skeleton staff” using the idiomatic expressions [2].
“a people person” – quite understandable idiom about the sociable person [2];
“an empty suit” – it is about undeservedly promoted employee who cannot cope with his work [4];
“the bean counter” – an expression about the booker [4];
“the ideas hamster” – a characteristics the British use to call the idea's generator [2];
“big cheese/gun/wheel” – an idiom about the leader [3, p.24];
“dead wood” – is usually used for the employees who have lost their value in the work place [2];
“goldbricker” – it is about lazy people who shy away from work [4].

People who are known for their non-standard reasoning at work are also gifted with various idioms. This subgroup is called “The ideas”:
“blue sky thinking” – the expression about the process of creative thinking [2];
“diamond in the rough” – is used for description of the high potential [3, p.77];
“to think outside the box” – means extraordinary thinking [3, p.36];
“from the ground up” – means starting something from scratch [4].

Idiomatic expressions designed for praise, very often color the speaker's speech. Often in the workplaces it is possible to use the following “Praises”:

“You have an eye for this” - a similar expression that can be addressed to workers who are considered to be real experts in the field [3, p.97];
“A dab hand!” – this idiomatic expression is about proficient worker, who earned praise for his work [3, p.71];
“a jack of all trades” – it is about handyman, who is able to do different types of labor, no matter what bosses work with him[3, p.155];
“a safe pair of hands” – this idiom is also about skillful worker anyone can trust [3, p.251].

A number of idiomatic expressions has also been defined for direct communication at work. For example, when a person is immersed in work and cannot stop talking about it even in everyday situations, it is possible to hear “I asked you not to talk shop at home”. The idiom in this case lies precisely in “to talk shop” [3, p.260];
“strictly business” – it is an event entirely dedicated to work issues. [4]

It is difficult indeed to pay attention to every idiomatic expression in the field of business communication, due to the fact of a countless number of them, which, moreover, is constantly increasing. Only a small part of them is presented here. However, even on their basis, it becomes possible to trace the history of their origin. Most of them were formed by comparison with living or inanimate objects and transferred to the human factor. It is not difficult to guess how, for example, other idioms in the field of business communications appeared – “to be snowed under” – here an image of a man overwhelmed with work, as if actually drowned in a snowdrift is presented. Colleagues and bosses throw more work to him, then he starts to feel like he is really under the pile of snow. [4]

The idiom contributes to the demonstration of expression, and the increase in the emotionality of the statement. It allows the speaker to create brief figurative characteristics, with the help of which it is possible to concisely express a complex thought, or assess a certain state of affairs. Such well-established expressions make speech bright and rich, but most importantly - lively. Learning English idiomatic expressions is, in fact, a very exciting process. However, intuition and intelligence alone will hardly help to understand them. First of all, the process of scrupulous study and memorization should take place.

Literature

1. English Idioms: what is it? [Electronic resource] // URL: https://langformula.ru/english-idioms/ (accessed: 01.03.2021).
2. English Phrases and Expressions Reference [Electronic resource] // URL: http://www.correctenglish.ru/reference/ (accessed: 01.03.2021).
3. John Ayto. The Oxford Dictionary of English Idioms. - Publisher: Oxford University Press, 2009 – 408 p.
4. Largest idioms dictionary [Electronic resource] // URL: www.theidioms.com (accessed: 01.03.2021).

THE PHENOMENON OF LANGUAGE BARRIER AS A PROBLEM OF STUDENTS FROM NON-LINGUISTIC INSTITUTES

Naumov D.V.
Scientific advisor – senior lecturer V. E. Mironova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

There are a lot of languages people speak in different countries, some of them are more widely spread, others can hardly be spoken in more than one state. It is not a secret that English plays a special role in international communication. It helps people from various cultures efficiently interact with each other. Thanks to English, people have great opportunities to work, run business abroad, study at foreign universities, as well as, make new friends and even find love. In spite of the fact that English is extremely popular in various countries, not all people find it easy to use it in their everyday life. The main obstacle they face is known as the language barrier. English is taught everywhere but students agree that learning a foreign language is a difficult process, especially for those who study at technical educational institutions.

The purpose of the presented article is to analyze the key nature of language barrier, its reasons and ways of solution as the right understanding of English teaching for non-linguistic students is of great importance today.

The principal objectives of the given paper are as follows:

- to analyze the reasons for language barrier and the lack of confidence as a problem of students studying to master technical specialties;
- to determine a set of psychological and pedagogical techniques contributing to the removal of language barriers;
- to develop recommendations for these techniques and methods, their use in teaching the discipline "Foreign language"[1].

Most technical students are worried about their poor results in both written and oral English, in spite of the importance of foreign language and strong desire to master it. In fact, future are not good at spontaneous foreign language speech. The roots of all these problems are as follows: fear of criticism, the audience, shyness in conversation with a native speaker or even more "experienced" student. Often such numerous fears are based on the lack of necessary speech patterns, poor knowledge of grammatical structures and so on. If a student finds it difficult to overcome his fears, the so-called language barrier appears, it makes effective international communication impossible [5].

Thus, the most serious problem that troubles both teachers and students is connected with the need to resolve the contradiction between two significant factors. First of all, there are certain requirements of education and job market implying that specialists should be capable of carrying out professional communication. Secondly, the system of foreign language training at universities is important, too. The factor of language barrier in teaching a foreign language should be taken into consideration.

There are various types of language barriers: linguistic, communicative, psychophysiological, personal, socio-cultural, etc. Summarizing all the following types of barriers we can point out the basic problems:

- linguistic difficulties;
- psychological difficulties.

Undoubtedly, scientists believe that a barrier related to the lack of vocabulary or knowledge of grammar, is not a real problem [3].

Psychological barrier deserves more attention due to a wide range of factors. First of all, it connected with different personal qualities of students, their low self-esteem. Modest, taciturn and shy students are prone to the language barrier, sometimes they can even feel that they do not have enough natural talent to speak English fluently. It seems to them that overcoming the language barrier is impossible.

Experts agree that three conditions are necessary to get rid of a language barrier:

- acknowledgement of the barrier existence and awareness of its causes;
- strong motivation to overcome it;
- conditions and resources for overcoming this barrier, including professional assistance [4].

Grammar is known to be the main difficulty in studying a foreign language. Teachers often try to provide students with detailed knowledge concerning grammar rules, without paying attention to communicative aspect and application of grammar in real life. They should focus mostly on such basic phenomena as English sentence structure, special and general questions, word order in sentences, prepositions, modal verbs, irregular verbs, active and passive voice, etc. Thus, the principal objective of a technical university teacher is to apply the most effective vocabulary techniques to memorize important speech patterns.

While working with non-language students, experts have come to the conclusion that maximum involvement of all types of memory is of special importance for vocabulary: visual, audio, sensory, logical. In order to develop fluent speech from the very first classes it is necessary to provide students with simple expressions that help to get rid of stress and tension in speech and make it more lively. For example, pause words such *as well, you know, it is a kind of , I see, actually*, etc. help to keep confident in the conversation and provide the speaker with time to find the right expression while thinking.

In order to find out how students feel about the problem of the language barrier, let us refer to the research conducted by Perm National Research Polytechnic University [5]. An anonymous survey was conducted among 1-2 year students studying in the sphere of Engineering. The survey showed that 90% of the students acknowledge they have language barrier. At the same time, only 25% said they "are not gifted" to be good at the language.

Among the reasons for the barrier to spontaneous speech in a foreign language the following aspects were mentioned:

1. the lack of grammar knowledge;
2. poor vocabulary;
3. difficulties in listening to foreign language speech;
4. fear of making a mistake; shyness;
5. lack of thoughts, poor imagination.

The question concerning more comfortable way of expressing students' opinion showed that 85 % of first-year students answered "in the written form" and 15% - "orally". In a year the result is about 50/50.

Students' answers to the question concerning their feelings about attending a foreign language class were the following: 80 % of 2nd year students (the majority of students) answer that they are satisfied with English language classes, while 15 % of students seemed to be indifferent. Finally, 5 % showed negative attitude and said that they were worried and even scared during English language classes. The percentage of the first year students who participated in the survey is different: 50% - were satisfied with English teaching", 25 % - "did not care", 25 % of respondents attended classes feeling fear.

Due to recorded data scientists agreed that the recommended methods of overcoming language barriers in a technical university have success: students, indeed, develop all necessary skills and positive attitude towards language learning and the fear of speaking disappears. Students' answers vividly demonstrated the fact the main reason for losing interest in learning a foreign language happened at school because of monotonous lessons. The students disproved the stereotype of "inborn" language learning abilities.

In conclusion, it is necessary to point out communicative approach in English teaching as the most efficient means of overcoming the described problem. This approach gives the opportunity to understand the personal characteristics of students. Such a method will ensure efficient practice to improve all important skills, undoubtedly, communicative way of teaching increases motivation, encourages students to apply acquired abilities without problems. A teacher interested in motivating students will be able to choose the right techniques to support their success in mastering a foreign language.

Literature

1. Firsova I. V. Language barrier in the context of teaching foreign languages //Humanities and Social Sciences. Bulletin of the Financial University. – 2013. Issue 1(9). – P. 89 – 92 // URL: https://cyberleninka.ru/article/n/yazykovoy-barier-pri-obuchenii-inostrannomu-yazyku 2. https://www.efl-study.ru/blog/detail/yazykovoy-barer-glavnye-prichiny-i-sposoby-preodoleniya (accessed: 02.03.2021).
2. Kotel'nikova E. Yu. Shport'ko I. A. Study of language barriers peculiar to technical students in the process of mastering foreign languages // Philology. Theory and Practice. – 2017. – Issue 1-1 (67). – P. 200 – 203 // URL: https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-yazykovyh-barierov-u-studentov-tehnicheskih-spetsialnostey-pri-izuchenii-inostrannyh-yazykov (accessed: 02.03.2021).
3. Makayev Ch. F., Makayeva L. Kh. Overcoming of language barrier as the main problem of foreign language teaching // In the world of scientific discoveries. – 2014. – Issue 5.1 (53) – P. 382–391.

4. Vasilkina L. V, Romanenkova O.A., Ulanova S.A. Overcoming the language barrier as a priority in the adaptation of foreign students in the Russian higher educational institution// The Humanities and Education. – 2019. – Vol. 10. – Issue 1(37). – P. 37 – 43.
5. Yazykovoj bar'er: glavnye prichiny i sposoby preodoleniya // URL: https://www.efl-study.ru/blog/detail/yazykovoy-barer-glavnye-prichiny-i-sposoby-preodoleniya (accessed: 02.03.2021).

ОСОБЕННОСТИ ТЕРМИНОЛОГИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ (НА МАТЕРИАЛЕ КОРПУСА АНК)

Полянский В.А.
Научный руководитель - доцент А.А. Сыскина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Лексика любого языка разделяется на общую лексику, необходимую в повседневной жизни, и специальную, которая используется в отдельных областях и сферах деятельности человека. Развитие нефтегазовой промышленности обусловило ускоренный рост числа терминов, что привело к значительному увеличению объема терминов специальной лексики, значение которых близко или практически совпадает, обусловив тем самым развитие в профессиональной лексике синонимии, омонимии, полисемии. Еще в конце XX столетия языковеды отмечали, насколько велико количество отраслевых терминологий, проявляющееся в том, что количество синонимов в профессиональной лексике не меньше, а в ряде случаев даже больше, чем в общей лексике [4].

Актуальность данной работы обусловлена проблемой терминологии, заключающейся в синонимии терминов, которая затрудняет работу переводчика при поиске эквивалентов переводимых слов. Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи: рассмотреть терминологию нефтегазовой промышленности, отобрать термины, которые имеют синонимы в английском языке, провести анализ частоты их употребления на основе методов корпусной лингвистики, используя полученные данные о частотности употребления, провести терминологическую стандартизацию выбранных понятий для облегчения перевода профессиональных текстов.

При осуществлении профессиональной деятельности специалисты определенного профиля общаются между собой, используя лексические единицы, так называемого, специализированного профессионального языка [1]. Основной лексической единицей в профессиональном языке является термин – понятие, которое передает основную содержательную информацию об определенном предмете, явлении и процессе. Терминология представляет собой совокупность терминов, которая нужна для выражения, хранения и передачи специальных научных и технических понятий. Поскольку наука и техника не стоят на месте, закономерной особенностью развития терминологии становится расширение терминологической синонимии. В профессиональных терминологиях синонимические термины не только затрудняют процесс перевода профессиональных текстов, но и создают барьеры при общении специалистов одной отрасли, работающих в разных компаниях, странах или секторах этой отрасли. Ограничение во взаимопонимании между специалистами, препятствует внедрению научных достижений.

Терминологическая синонимия в нефтегазовой отрасли может проявляться в различных видах. Например, синонимия может достигаться за счет изменение написания термина (такие графические варианты, как draw works – draw-works – drawworks), применения аббревиатур (vertical seismic profiling – VSP), использования суффиксов (exploration well – exploratory well) и др. [2]. В условиях терминологической синонимии, омонимии и полисемии сложно подобрать соответствующий перевод для термина. Выбираемый аналог для перевода зависит также от области использования данного термина. Примером терминологической омонимии при переводе с русского на английский язык может служить термин ремонт: ремонт трубопровода – repair; ремонт скважины – wellwork; ремонт установки на нефтеперерабатывающем заводе – turnaround. Следующим этапом работы являлся подбор терминов для проведения анализа. Они должны соответствовать ряду требования, а именно: термин должен относиться к нефтегазовой отрасли; малое количество слов, поскольку в рассматриваемых корпусах затруднительно работать с терминами, состоящими из трех и более слов; отсутствие (или слабое проявление) полисемии. Для определения частотности употребления терминов использовались лексические корпусы, которые включают слова из Интернет-ресурсов и научных публикаций: «iWeb – The Intelligent Web-based Corpus», «Global Web-Based English», «Corpus of Contemporary American English», «CORE Corpus», «American English (Google Books n-grams)», «British English (Google Books n-grams)». Использование в анализе нескольких корпусов обеспечивает объективность исследования за счет того, что рассматриваются термины, употребляемые в различных источниках и странах. Выборка, составленная для проведения исследования, представлена в таблице 1.

Таблица 1

Русскоязычные термины и соответствующие им синонимичные английские эквиваленты

Бензин	Подсобный рабочий на буровой	Скважина из которой был получен приток углеводородов	Буровой мастер, начальник участка буровых работ	Нефтяной, попутный газ
petrol	roughneck	bear cat	toolpusher	petroleum gas
gasoline	floorhand	strong well	drilling foreman	associated gas
	roustabout			casinghead gas

Рассмотрим частоту употребления терминов, соответствующих русскому слову «бензин». В качестве перевода могут быть использованы два термина: «petrol» и «gasoline».

Таблица 2

Сравнение частотности употребления терминов «petrol» и «gasoline»

petrol		gasoline	
Корпус	Количественная характеристика	Корпус	Количественная характеристика
The Intelligent Web-based Corpus	84677	The Intelligent Web-based Corpus	100644
Global Web-Based English	19704	Global Web-Based English	11609
Corpus of Contemporary American English	934	Corpus of Contemporary American English	12890
CORE Corpus	590	C CORE Corpus ontemporary Corpus	498
American English (Google Books n-grams)	134180	American English (Google Books n-	1152190
British English (Google Books n-grams)	211466	British English (Google Books n-grams)	57453

На основании проведенного анализа можно сказать, что частотность термина «petrol» примерно одинакова в корпусах «Global Web-Based English» и «CORE Corpus» и преобладает в корпусе «British English (Google Books n-grams)», что объясняется популярностью этого термина в странах, использующих британский вариант английского языка. Однако в остальных корпусах (в частности, «iWeb – The Intelligent Web-based Corpus», который включает 14 миллиардов слов) частотность термина «gasoline» значительно выше (таблица 2). Кроме того, как видно из рисунка 1 частотность использования термина «petrol» в британском английском постепенно снижается, поэтому имеет смысл выбрать термина «gasoline» в качестве универсального перевода.

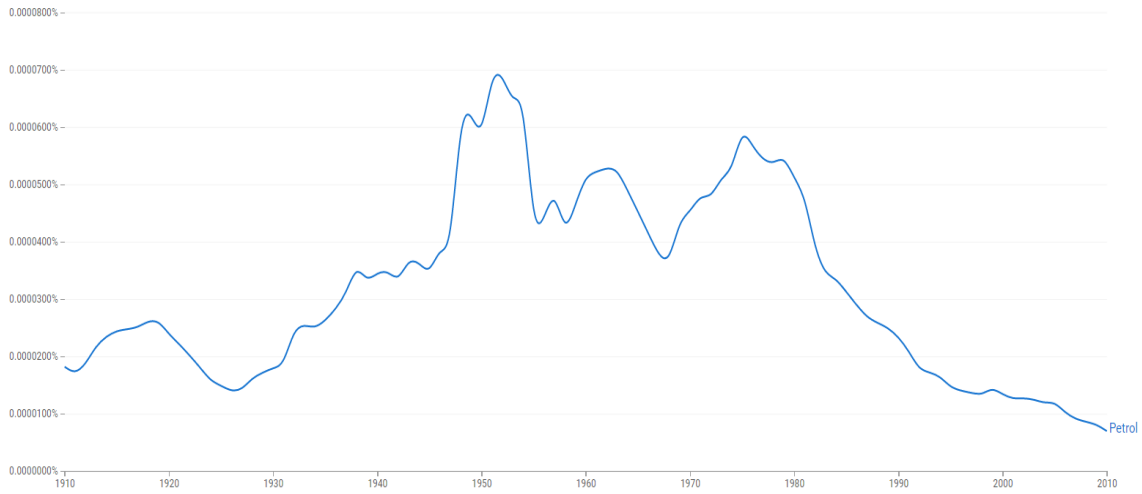


Рис. 1 Частотность употребления слова «Petrol» в корпусе American English (Google Books n-grams) с 1910 по 2010 гг.

Анализируя термин «буровой мастер, начальник участка буровых работ» и его английские эквиваленты «toolpusher» и «drilling foreman» можно сказать, что частотность употребления термина «toolpusher» преобладает во всех корпусах, где он был найден (таблица 3). Таким образом, именно он может выбран в качестве универсального перевода.

Таблица 3

Сравнение частотности употребления терминов «toolpusher» и «drilling foreman»

toolpusher		drilling foreman	
Корпус	Количественная характеристика	Корпус	Количественная характеристика
The Intelligent Web-based Corpus	41	The Intelligent Web-based Corpus	8
Global Web-Based English	8	Global Web-Based English	Не найдено
Corpus of Contemporary American English	7	Corpus of Contemporary American English	1
CORE Corpus	Не найдено	CORE Corpus	Не найдено
American English (Google Books n-grams)	231	American English (Google Books n-grams)	141
British English (Google Books n-grams)	Не найдено	British English (Google Books n-grams)	Не найдено

В результате проведенного исследования были получены следующие термины, которые могут быть использованы в качестве универсального перевода (таблица 4).

Таблица 4

Русскоязычные термины и соответствующие им наиболее употребляемые английские эквиваленты

Бензин	Подсобный рабочий на буровой	Скважина из которой был получен приток углеводородов	Буровой мастер, начальник участка буровых работ	Нефтяной, попутный газ
gasoline	roustabout	strong well	toolpusher	petroleum gas

Подводя итог, можно сделать вывод о том, что расширение специальной лексики приводит к развитию синонимии, полисемии и омонимии терминов. Это в частности затрудняет процесс перевода профессиональных текстов. Решением данной проблемы может являться разработка методики работы с синонимичными терминами и создание универсального терминологического словаря, в который будут входить наиболее часто употребляемые термины. Для определения частотности была составлена выборка терминов нефтегазовой отрасли, которая анализировалась с помощью лексических корпусов Интернет-ресурса English-Corpora.org. и установлена частотность употребления этих терминов. На основании частотности упоминания в источниках выбраны термины, которые могут служить «универсальным» переводом. Данная методика позволяет облегчить работу переводчика при работе с синонимичными терминами.

Литература

1. Ефремов А. А. Синонимия в корпусе метафорических терминов терминологии американской нефтегазовой отрасли //Вестник Нижегородского университета им. НИ Лобачевского. – 2013. – №. 4-1. – 7 с.
2. Ковязина М. А. Проблемы переводной лексикографии в области нефтегазовой терминологии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www. academia. Edu // Проблемы_переводной_ лексикографии_в_области _нефтегазовой_терминологии. – 2013.
3. Самигуллина Л. З. Нормативные аспекты нефтегазовой терминологии //Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2012. – №. 5. – С. 447-456.
4. Скороходько, Э.Ф. Вопросы перевода английской технической литературы (перевод терминов). Киев: Изд-во Киев. ун-та, 1960. – 83 с.
5. Юнусова И. Р. Проблемы терминологии в практике перевода (нефтегазовая область) //Проблемы истории, филологии, культуры. – 2015. – №. 4 (50). – 7 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие....4

Секция 9. ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА РУД РЕДКИХ И РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ, СТРАТЕГИЧЕСКИХ МЕТАЛЛОВ

Абуза А.М. ПРИНЦИПЫ КЛАССИФИКАЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ УРАНОВЫХ РУД....12
Вергунов А.В. МИНЕРАЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПИРОКЛАСТИЧЕСКОГО ВУЛКАНОГЕННОГО МАТЕРИАЛА КАРБОНА-ПЕРМИ В УГЛЯХ КУЗНЕЦКОГО И МИНУСИНСКОГО БАССЕЙНОВ....14
Есендосова А.Н. ХАРАКТЕРИСТИКА МИНЕРАЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА ОСНОВНЫХ ТИПОВ РУД МЕСТОРОЖДЕНИЯ АЛАЙГЫР....16
Ибрагимова Д.А. ЭЛЕМЕНТЫ-ПРИМЕСИ В УГЛЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШУБАРКОЛЬ (ЦЕНТРАЛЬНЫЙ КАЗАХСТАН)....18
Корнаков И.О. ПРОЯВЛЕННОСТЬ МАССИВОВ ЭВУРСКОГО И НИЖНЕАМУРСКОГО ПЛУТОНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ В АЭРОГАММАСПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИХ ПОЛЯХ....20
Культаев Б.Р. ЭЛЕМЕНТЫ ПРИМЕСИ В УГЛЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ШУБАРКОЛЬ» (УЧАСТОК «ЦЕНТРАЛЬНЫЙ-2»)....21
Муратова А.М. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АЛАЙГЫР....23
Попов Н.Ю., Чекрыжов И.Ю., Тарасенко И.А. РЕДКИЕ ЭЛЕМЕНТЫ В УГЛЯХ РАКОВСКОЙ ВПАДИНЫ (Приморье)....25
Серегин М.С. ПРИРОДА РЕДКОЗЕМЕЛЬНОГО ОРУДЕНЕНИЯ В УГЛЯХ ВАНЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ПРИМОРСКИЙ КРАЙ)....27
Цыпленко М.М. МИНЕРАЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ УРАНОВОРУДНЫХ ЭЛЬКОНИТОВ АЛДАНСКОГО ЩИТА....29
Шадчин М.В., Муромцев Е.А., Лосев В.И. ОСОБЕННОСТИ ЛОКАЛИЗАЦИИ РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ И ИХ МИНЕРАЛОВ НА МЕДНО-ПОРФИРОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ АК-СУГ (ВОСТОЧНЫЙ САЯН)....32

Секция 10. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Агафонова А.С. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В УСЛОВИЯХ НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ....34
Алдохин В.С., Григорьев В.А. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ В ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ С НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ....36
Ананин П.В. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГЕЛИЯ ИЗ ПРИРОДНОГО ГАЗА....38
Белов Т.В. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ДОИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ....40
Белов Т.В. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ....42
Булатов В.Р., Ласкач В.А. ЦИФРОВИЗАЦИЯ В СЕКТОРЕ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ....44
Бурков Н.А. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ ЗАКАЧКИ НА ОСНОВЕ SLIMTUBE-МОДЕЛИРОВАНИ**Я**....46
Б**урцев А.С., Баканеев В.С., Борисов М.И.** ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НА ОСНОВЕ РЕКУПЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ....48
Бычков Д.А. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА КАК СПОСОБ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ....50
Вендина Д.А. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА НЕУСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН....52
Воткеев Ф.А. ТЕРМОХИМИЧЕСКИЙ СПОСОБ РАЗДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ....54
Гаевой В.А. ОБОСНОВАНИЕ КРИТЕРИЕВ ДЛЯ ПЕРЕВОДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ФОНД НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ....55
Галиев Ф.Р. ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН ПОВЫШЕННОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО КОМПЛЕКСУ МЕТОДОВ ГИС НА ПРИМЕРЕ КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ....58
Григорьев В.А., Алдохин В.С. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ В ПРОЦЕССЕ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ....59
Григорьев Р.С. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ УВЕДИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И КРИТЕРИИ ВЫБОРА....62
Девяшина А.С., Алтынбаева Д.Р. ПОДБОР ОПТИМАЛЬНЫХ УРОВНЕЙ ЗАКАЧКИ ПРИ ПОМОЩИ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ АЛГОРИТМОВ....64
Девяшина А.С., Алтынбаева Д.Р. АВТОМАТИЗАЦИЯ ВЫБОРА СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ УЧАСТКА ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ....65
Дегтярева Т.Ю. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА УПЛОТНЯЮЩЕЕ БУРЕНИЕ УСТЬ-ТЕГУССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ....66
Еремян Г.А. ВЛИЯНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО ВЫРАЖЕНИЯ НЕВЯЗКИ ЦЕЛЕВОЙ ФУНКЦИИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ АВТОАДАПТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ……69

Еремян Г.А. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СПОСОБОВ НОРМИРОВКИ ЦЕЛЕВОЙ ФУНКЦИИ НА РЕЗУЛЬТАТ АВТОАДАПТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ. 71
Ермеков Р.И., Поляков С.В., Непомнящих В.М. ПОИСК ОПТИМАЛЬНОГО ОБЪЕМА ОПЗ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН КАК МЕТОДА БОРЬБЫ ПРОТИВ ГАЛИТООТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ ТЕРРИГЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ. 72
Зинченко К.К., Кузив К.Б. ФОРМИРОВАНИЕ ПРОГРАММЫ БУРЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ, ОСЛОЖНЕННОГО ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СДВИГАМИ 74
Зырянов М.С., Полянский В.А., Чеканцева Л.В., Шишмина Л.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ НА ДЕЭМУЛЬСАЦИЮ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ. 76
Казак Д.В. АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. 78
Карапузов И.А., Федюшкин К.Г., Коновалов А.А. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА, КАК РАБОЧЕГО АГЕНТА ДЛЯ ВНУТРИКУСТОВОЙ СИСТЕМЫ ППД 80
Карсаков А.В. ПРОБЛЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ 82
Корнев А.И. ВЛИЯНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА АНОМАЛЬНОСТИ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. 84
Кулаков М.В. ВЛИЯНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НАСЫЩЕННЫХ РАСТВОРОВ ГЛИКОЛЕЙ. 86
Лузина А.А. ОЦЕНКА НЕОБХОДИМОСТИ ВОСТАНОВЛЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ТЕРМОСТАБИЛИЗАТОРОВ В ОСНОВАНИИ СООРУЖЕНИЙ. 88
Малхасян К.А., Попов Д.В., Булатов В.Р. ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПОЛИМЕРОВ 90
Милич Йована, Раупов И.Р. НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ПОДБОРА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ. 92
Митрохин Н.С. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА ПУТЁМ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ. 94
Мусинский А.Н., Туркина Ю.Н. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГАЗОСЕПАРАТОРОВ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО СОДЕРЖАНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ....96
Никонова К.С. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ИЗМЕНЕНИЯ ГАЗОВОГО ФАКТОРА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. 98
Нурсалиева А.А. АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТАМИ 100
Окунев А.В., Бондаренко А.В., Кузьмин М.И. ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СКВАЖИННОГО КЛАПАНА-ОТСЕКАТЕЛЯ ПЕРЕД ТРАДИЦИОННЫМИ МЕТОДАМИ ГЛУШЕНИЯ 101
Омаров А.К. СЕДИМЕНТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ЮШТ АКШАБУЛАКСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, КАК ОСНОВА ДЛЯ АДАПТАЦИИ ЕГО РАЗРАБОТКИ. 103
Пасюта А.А. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЙ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ВАТЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ....105
Подоляко Д.С. РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. 107
Пряжников А.И., Гузей Д.В., Пряжников М.И., Жигарев В.А. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ТЕЧЕНИЯ ВОДЫ И НЕФТИ В МИКРОКАНАЛЕ Y-ТИПА. 109
Пурлац Е.А. ВЛИЯНИЕ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРОЦЕСС ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. 111
Раджабов А.Р. СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОФАЗНОЙ РАСХОДОМЕТРИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН 113
Рахматуллин Р.Р. АНАЛИЗ МЕЖСКВАЖИННОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА МУЛЬТИСКВАЖИННОЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ. 115
Рябов А.Д. ОСОБЕННОСТИ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН 117
Савенков Н.В. ПРИМЕНЕНИЕ САМООТКЛОНЯЮЩИХСЯ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ. 120
Серебрянников А.А. ПОВЫШЕНИЕ СТЕПЕНИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ИСТОЩЕННЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПАВ-ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ 122
Смирнов В.А. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СЕТКИ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ В ТЕРРИГЕННЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. 124
Собослаи М.Г. АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА, ВЛИЯЮЩИХ НА ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ. 126
Суворов А.А. ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В УСЛОВИЯХ ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА С ТРИЗ. 128
Терпинская В.В. ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПО ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СОВЕТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 130

Ткачев Д.А., Верхошанский Я.Ю., Апкарьян А.С., Кульков С.Н. СОЗДАНИЕ ПРОПАНТОВ НОВОГО КЛАССА НА ОСНОВЕ ПРИРОДНОГО МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ. 132
Тлеубергенова А.К. ВЫДЕЛЕНИЕ ТИПОВ ФАЦИЙ НА ПРИМЕРЕ МЕЛОВЫХ И ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКШАБУЛАК ЦЕНТРАЛЬНЫЙ. 134
Ульянюк М.П., Островский О.В. МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С РАЗНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ ПЛАСТОВ 135
Федюшкин К.Г., Карапузов И.А., Курилович Р.О. ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ. 137
Фокина Д.В. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ВОССТАНОВЛЕНИЯ АЗИМУТАЛЬНОГО ИЗОБРАЖЕНИЯ С МИКРОСКАНЕРОВ FMI С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ ДОСТОВЕРНОЙ ИНТЕПРЕТАЦИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА....139
Хагай Д.Э. ОЦЕНКА ИНФОРМАТИВНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА НА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТАХ ПО КРИВЫМ СТАБИЛИЗАЦИИ ДАВЛЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН 141
Холкина Ю.Д. ОПТИМИЗАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ НАЗЕМНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ. 144
Чухарев С.И., Лихачева Е.А., Фролов С.А. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ В ПЕРИОДИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ 146
Шаравин И.Д. ПОВЫШЕНИЕ СТЕПЕНИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ С3+ ИЗ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ. 148
Шолидодов М.Р., Козлов В.В., Чернова У.В. ИССЛЕДОВАНИЕ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ КИСЛОТНОЙ КОМПОЗИЦИИ. 149
Эккерт А.Ю. ВЛИЯНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА НА ОБРАЗОВАНИЕ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ. 151
Юлдашбеков Ш.А. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ МАЛОГО ДИАМЕТРА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ 153

Секция 11. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Аскаров А.Б., Мицкевич Р.В., Андреев М.В. НАСТРОЙКА СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК С ПРИМЕНЕНИЕМ КОНЦЕПЦИИ ГИБРИДНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ....156
Ашихмин А.Е., Семенова А.Е., Хомутов Н.А. ВЛИЯНИЕ РЕОЛОГИИ ТОПЛИВНЫХ ЭМУЛЬСИЙ НА ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ИХ КАПЕЛЬ С ТВЕРДОЙ ПОВЕРХНОСТЬЮ. 158
Ашихмин А.Е., Вяткин А.В., Хомутов Н.А. РЕЖИМЫ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ КАПЕЛЬ ТОПЛИВНЫХ ЭМУЛЬСИЙ С ТВЕРДОЙ ПОВЕРХНОСТЬЮ....160
Бай Ю.Д., Разживин И.А., Гусев А.С. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАКОНОВ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕРОЯТНОСТЕЙ МОЩНОСТИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК 162
Бочкарев П.С., Присмотров К.В. АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ КРИПТОМАЙНИНГА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ И ГАЗА 164
Дорохов В.В. КОМПЛЕКСНАЯ ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СЖИГАНИЯ КОМПОЗИЦИОННЫХ ЖИДКИХ ТОПЛИВ 166
Карапузов И.А., Федюшкин К.Г., Курилович Р.О. ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА. ЭЛЕКТРОННЫЙ НАРЯД-ДОПУСК. 168
Киевец А.В., Гусев А.С., Суворов А.А. ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ КРАТКОВРЕМЕННОЙ РАЗГРУЗКИ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ С ПОМОЩЬЮ ВМК РВ ЭЭС. 169
Киньшин А.И., Малькова Я.Ю., Уфа Р.А. АНАЛИЗ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ, СОДЕРЖАЩЕЙ ВЕТРЯНУЮ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЮ....171
Конев А.А., Шлапак М.Р. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ. 174
Кремлёв И.А. ПРИМЕНЕНИЕ ГЕТЕРОГЕННЫХ РОБОТОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЙ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ. 176
Малькова Я.Ю., Уфа Р.А. АНАЛИЗ МЕТОДОВ РЕШЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИОННОЙ ЗАДАЧИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 177
Мицкевич Р.В., Рубан Н.Ю., Андреев М.В. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НАЛИЧИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОСЕТИ НА ДЕЙСТВИЕ АВТОМАТИКИ ОГРАНИЧЕНИЯ СНИЖЕНИЯ ЧАСТОТЫ 179
Моисеенко К.А., Космынина Н.М. АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ МОЩНОСТЬЮ 648 МВт. 182
Молчанов И.А. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ КАК АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ИСТОЧНИК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ. 184
Наумов Д.П. РЕИНЖИНИРИНГ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЗАЦИЯ АСУ ТП НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. 185
Новиков К.В., Космынина Н.М. АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПТК "НЕВА" ДЛЯ АСУ ТП ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. 187

Паушкина К.К. НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИЦИОННЫХ ТОПЛИВ ИЗ ПРОМЫШЛЕННЫХ И КОММУНАЛЬНЫХ ОТХОДОВ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ. 189
Разживин И.А., Суворов А.А., Рудник В.Е. РАЗРАБОТКА УНИВЕРСАЛЬНОЙ ГИБРИДНОЙ МОДЕЛИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ 192
Расписенко П.К., Космынина Н.М. АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОМСКОЙ ТЭЦ-3 194
Романов Д.С. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НИЗКОСОРТНЫХ ТОПЛИВНЫХ ПЕЛЛЕТ 195
Рудник В.Е., Рубан Н.Ю., Бай Ю.Д. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛАХ. 197
Савчук В.В., Космынина Н.М. АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ТЭЦ МОЩНОСТЬЮ 94 МВт.....199
Соболева Е.В.АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ДЕИЗОГЕКСАНИЗАЦИИ УСТАНОВКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ИЗОМЕРИЗАЦИИ 201
Сухов Е.Р., Рубан Н.Ю., Малькова Я.Ю. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СТАТКОМ НА ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 220 КВ 203
Томалев А.А., Андреев М.В. АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ ПО РАСЧЕТУ ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ В КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЯХ, ПИТАЩИХ ЭНЕРГОРАЙОНЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ 206
Тюлюбаева А.В. МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЯНОГО ГАЗА 207
Усольцев М.Е., Суворов А.А., Разживин И.А. ПЛАТФОРМА ДЛЯ РАСЧЕТА И ПРОЕКТИРОВАНИЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ 209
Шлапак М.Р., Конев А.А. ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДОРОДНЫХ НАКОПИТЕЛЕЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ. 210

Секция 12. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ

ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

Богомякова И.В. ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМ DELTA V В ПРОИЗВОДСТВЕ ПРИЕМО-СДАТОЧНЫХ ПУНКТОВ И НАПОРНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ НА НЕФТЕГАЗОВОМ ПРОМЫСЛЕ. 213
Зубкова О.С. Полянский А.С. ПОЛУЧЕНИЕ ВТОРИЧНОГО ПРОДУКТА ИЗ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ ОТХОДОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. М.В. ЛОМОНОСОВА С ПРИМЕНЕНИЕМ СУЛЬФАТОВ ЩЕЛОЧНЫХ МЕТАЛЛОВ 215
Зырянова П.И., Кривцова К.Б. ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПРЕВРАЩЕНИЙ СМОЛИСТО-АСФАЛЬТОВЫХ КОМПОНЕНТОВ ТЯЖЕЛОГО НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ ПРИ ТЕРМОЛИЗЕ В УСЛОВИЯХ СВЕРХКРИТИЧЕСКОГО ИЗОПРОПИЛОВОГО ФЛЮИДА 217
Казак Д.В. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЛИКОЛЬНЫХ КОМПОЗИЦИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА УСТАНОВКАХ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х» 219
Коновалов А.А., Карапузов И.А., Федюшкин К.Г. ТЕХНОЛОГИЯ БИНАРНЫХ СМЕСЕЙ КАК ПРИНЦИПИАЛЬНО НОВЫЙ И НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ 220
Коротков Р.Н. ГРП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭНЕРГИИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ГАЗА ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ 223
Кривцова К.Б., Федорова Е.Н. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОРФИРИНОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ПЛАТО И ТИМАНО-ПЕЧЕРСКОЙ ПРОВИНЦИИ. 225
Лиинтин И. А. АНАЛИЗ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА 227
Логачева Д.Н., Кривцова К.Б., Бояр С.В. ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРВАВЛЕНИЯ ПРЕВРАЗЕНИЯ СМОЛИСТО-АСФАЛЬТОВЫХ КОМПОНЕНТОВ МАЗУТА ПРИ СОВМЕСТНОЙ КОНВЕРСИИ С РАСТИТЕЛЬНЫМИ МАСЛАМИ. 229
Назаренко М.Ю. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ СЛАНЦЕПЕРЕРАБОТКИ В РОССИИ И МИРЕ. 231
Соловьева Л.В., Ушакова Е.С. ВЛИЯНИЕ ВВЕДЕНИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ КОМПОНЕНТОВ НА ИЗМЕНЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ НА ИСТИРАНИЕ УГЛЕРОДНЫХ НЕФТЕСОРБЕНТОВ. 233
Стреляев А.Д., Кривцова К.Б. ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЗМА ИНГИБИРОВАНИЯ ОСАЖДЕНИЯ АСФАЛЬТЕНОВЫХ АГРЕГАТОВ С ПОМОЩЬЮ ИНГИБИТОРА НА ОСНОВЕ ПРИРОДНЫХ НЕФТЯНЫХ КОМПОНЕНТОВ 235
Та Куанг Кыонг ТЕРМООКИСЛИТЕЛЬНАЯ ДЕСТРУКЦИЯ КОМПОЗИЦИЙ ПОЛИДИЦИКЛОПЕНТАДИЕНА С ЭТИЛЕНПРОПИЛЕНДИЕНОВЫМ КАУЧУКОМ СКЭПТ-30 237
Фатимата Талл СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭНЕРГОЗАТАТРЫ ПРОЦЕССОВ АБСОРБЦИОННОЙ И АДСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ОТ ПРИМЕСЕЙ ВОДЫ 239
Уразов Х.Х., Свириденко Н.Н. ДЕСТРУКЦИЯ СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНОВЫХ КОМПОНЕНТОВ В ПРИСУТСТВИИ КАТАЛИЗАТОРОВ НА ОСНОВЕ ОКСИДА НИКЕЛЯ 241
Черепова А. Е., Ушакова Е. С. ФАКТОРЫ ТЕРМОУСТОЙЧИВОСТИ МАГНЕТИТОВОГО ЯДРА 243

ПОДСЕКЦИЯ 2 – ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

Белинская Н.С. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ АТМОСФЕРНЫХ И ВАКУУМНЫХ ДИСТИЛЛЯТОВ НЕФТИ 245
Аркенова С.Б., Назарова Г.Ю., Орешина А.А., Калиев Т.А. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ВЫХОДА ЦЕЛЕВЫХ ПРОДУКТОВ И КОКСА В ПРОЦЕССЕ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА ПРИ ИЗМЕНЕНИИ СОСТАВА СЫРЬЯ 246
Афанасьева Д.А., Аркенова С.Б., Калиев Т.А. РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ГИДРООЧИСТКИ ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ 248
Багдасарян Н.С., Алтынов А.А. ОЦЕНКА ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЙ ВЕРОЯТНОСТИ ПРОТЕКАНИЯ РЕАКЦИЙ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ВОДОРОДА В ОЛЕФИНАХ С ОБРАЗОВАНИЕМ ТЕТРАМЕТИЛБЕНЗОЛА..250
Белоногов М.В. ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНАЯ КОНВЕРСИЯ ТОПЛИВНЫХ СМЕСЕЙ РАСТИТЕЛЬНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ 252
Бердникова А.А., Франция Е.В. КВАНТОВО-ХИМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ С ДЕПРЕССОРНО-ДИСПЕРГИРУЮЩЕЙ ПРИСАДКОЙ 253
Бунаев А.А., Долганова И.О., Долганов И.М., Чернышов М.Н НЕСТАЦИОНАРНОЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПИРОЛИЗА БЕНЗИНОВОЙ ФРАКЦИИ 255
Быкова В.В., Белинская Н.С. ИССЛЕДОВАНИЕ КОНВЕРСИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ЦЕОЛИТНОМ КАТАЛИЗАТОРЕ В АРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ 257
Гончаров А.В., Кривцов Е.Б. ВЛИЯНИЕ ДОБАВКИ АЦЕТАТА КАЛЬЦИЯ НА СОСТАВ ПРОДУКТОВ КРЕКИНГА ВЫСОКОСЕРНИСТОГО ГУДРОНА 259
Гриценко Е.Ф., Безруких П.Д., Орешина А.А. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТЯЖЁЛЫХ НЕФТЯНЫХ ФРАКЦИЙ 261
Ефанова А.О., Киргина М.В.ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ДОБАВЛЕНИЯ МАЛЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ ТЯЖЕЛОГО ГАЗОЙЛЯ ДЛЯ УСИЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ ДЕПРЕССОРА....262
Кабылкайыр Д.Н., Дюсова Р.М., Чабаненко В.В., Сейтенова Г.Ж. РЕСУРСОЭФФЕКТИВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА НИЗКОЗАСТЫВАЮЩИХ....263
Керн Р.Е., Богданов И.А. СРАВНЕНИЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ РАЗЛИЧНЫХ ОБРАЗЦОВ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА....264
Красовская О.К. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СЫРЬЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА МЕТОДОМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ....265
Лукьянов Д.М., Киргина М.В.ФОРМАЛИЗАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА ПРОДУКТОВ ПРОЦЕССА ЦЕОФОРМИНГ 267
Марданов К.Э., Алтынов А.А. ОЦЕНКА ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЙ ВЕРОЯТНОСТИ ПРОТЕКАНИЯ РЕАКЦИЙ ДИЕНОВОГО СИНТЕЗА ПРИ ПЕРЕРАБОТКЕ НА ЦЕОЛИТЕ 269
Мартьянова Е.И., Богданов И.А. ПЕРЕРАБОТКА ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ РАЗЛИЧНОГО СОСТАВА НА ЦЕОЛИТЕ ТИПА ZSM-5 271
Межова М.Ю., Назарова Г.Ю., Орешина А.А. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ВЫХОДА И КАЧЕСТВА ПРОДУКТОВ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА ПРИ ИЗМЕНЕНИИ СОСТАВА СЫРЬЯ И ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЛИФТ-РЕАКТОРА С ПРИМЕНЕНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА 273
Морозова Я.П., Богданов И.А. ВЛИЯНИЕ ДОБАВЛЕНИЯ ТОЛУОЛА И ТЕТРАЛИНА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЙСТВИЯ ДЕПРЕССОРА 275
Орешина А.А., Вымятнин Е.К., Назарова Г.Ю.ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СЫРЬЯ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА 276
Орлова А.М., Богданов И.А. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДОБАВЛЕНИЯ МАЛЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ Н-ПАРАФИНОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЙСТВИЯ РАЗЛИЧНЫХ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК 278
Патз М.О. СИНТЕЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ФЛЮИД-КАТАЛИТИЧЕСКОМ КРЕКИНГЕ (FCC)....279
Самойлов Е.Р., Афанасьева Д.А., Калиев Т.А. ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РЕАКЦИЙ ПРОЦЕССА ГИДРООЧИСТКИ ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ 280
Сладков Д.Ю., Солопова А.А., Долганов И.М. РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА СУЛЬФИРОВАНИЯ ЛИНЕЙНЫХ АЛКИЛБЕНЗОЛОВ В ПЛЕНОЧНОМ РЕАКТОРЕ 282
Солдатов В.К., Назарова Г.Ю. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СОСТАВА ПРОДУКТОВ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА УСТАНОВКИ КТ-1/1 С ПРИМЕНЕНИЕМ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ ПРОГРАММЫ 283
Солопова А.А., Долганова И.О., Долганов И.М. ИССЛЕДОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ АЛКИЛБЕНЗОЛСУЛЬФОКИСЛОТЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ 285
Соснина Д.В., Алтынов А.А. ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТА СОВМЕСТНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НА ЦЕОЛИТНОМ КАТАЛИЗАТОРЕ ДИЗЕЛЬНОЙ ФРАКЦИИ И РАСТИТЕЛЬНОГО МАСЛА 287
Табурчинов Р.И. ДИНАМИКА КОНВЕРСИИ ОТХОДОВ УГЛЕОБОГАЩЕНИЯ ПРИ ЭКСТРЕМАЛЬНОМ НАГРЕВЕ 289
Титаев К.М. ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ВВОДА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЙСТВИЯ ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКИ 291
Торчакова О.М., Белозерцева Н.Е. ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ БИОДИЗЕЛЯ В СМЕСИ С НЕФТЯНЫМ ДИЗЕЛЕМ НА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА ТОПЛИВА 292
Чайкина Я.И. РАЗРАБОТКА КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ 294

Чернышов М.Н. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПИРОЛИЗА ЭТАН – ПРОПАНОВОЙ ФРАКЦИИ.....296

Секция 13. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Агафонов Д.Г. ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ВОССТАНОВИТЕЛЬНОГО ОБЖИГА РУД ЧУКТУКОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПОКАЗАТЕЛИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НИОБИЯ, РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ И МАРГАНЦА В ШЛАК 299
Акимов И.М. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ В ТЕХНОЛОГИИ ТЕХНИЧЕСКОЙ НЕЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИОННОЙ КЕРАМИКИ 300
Ахмаджонов А.А., Усманов Х.Л. ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ КВАРЦЕВЫХ ПЕСКОВ НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПРОИЗВОДСТВЕ СТЕКЛА. 302
Бербенев А.О., Александров П.В. КОМБИНИРОВАННЫЙ СПОСОБ ПЕРЕРАБОТКИ МЕДЬСОДЕРЖАЩИХ МОЛИБДЕНИТОВЫХ КОНЦЕНТРАТОВ НА ОСНОВЕ ОБЖИГА С КАРБОНАТОМ НАТРИЯ С ПОЛУЧЕНИЕМ ТРИОКСИДА МОЛИБДЕНА 304
Булавка Ю.А., Якубовский С.Ф., Шульга Е.А. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЯЖЕЛОЙ СМОЛЫ ПИРОЛИЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. 305
Горбачев Д.В., Шарафеев Ш.М., Кутугин В.А. НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ДИОПСИДОВОЙ КЕРАМИКИ НА ОСНОВЕ ВЫСОКОКОНЦЕНТРИРОВАННЫХ ВЯЖУЩИХ СУСПЕНЗИЙ (ВКВС) БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЛИНИСТОГО СЫРЬЯ. 307
Заика А.А. ЗОЛЬНО-ЦЕМЕНТНЫЕ КОМПОЗИЦИИ. 309
Леонов Д.И., Смороков А.А. ПОЛУЧЕНИЕ SiO_2 ИЗ ЛЕЙКОКСЕНОГО КОНЦЕНТРАТА ФТОРАММОНИЙНЫМ СПОСОБОМ 311
Мягких И.Д., Нерсисян Л.А., Лубяной Д.Д. ПРИМЕНЕНИЕ РЕЗОНАНСНО-ПУЛЬСИРУЮЩЕГО РАФИНИРОВАНИЯ (РПР) ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПРИРОДНО ЛЕГИРОВАННЫЙХ ЧУГУНОВ. 312
Назаров М.В., Казанина А.Е., Лубяной Д.Д. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМОВРЕМЕННОЙ ОБРАБОТКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПРИРОДНОЛЕГИРОВАННЫХ ЧУГУНОВ. 313
Ниязова Ш.М., Усманов Х.Л., Хомидов Ф.Г., Казакова М.Н. ВЛИЯНИЕ ДОБАВКИ ДОЛОМИТА НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА МИНЕРАЛЬНЫХ ВОЛОКОН 315
Перминова И.А. ПЕРЕРАБОТКА МОНАЦИТОВОГО КОНЦЕНТРАТА 317
Поликарпова К.В., Звонарев М.С. ПЕРСПЕКТИВЫ ПОЛУЧЕНИЯ КЛИНКЕРНОЙ КЕРАМИКИ ИЗ ПРИРОДНОГО СЫРЬЯ СИБИРСКОГО РЕГИОНА 318
Романенко В.С., Смороков А.А. ГИДРОМЕТАЛЛУРГИЧЕСКОЕ ОБЕСКРЕМНИВАНИЕ ЛЕЙКОКСЕНОВОГО КОНЦЕНТРАТА. 320
Сергеев Н.П., Березовская А.А., Гришаева Д.О., Максимова В.В. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНОГО АЛЮМОСИЛИКАТНОГО СЫРЬЯ УРАЛО-СИБИРСКОГО РЕГИОНА В ТЕХНОЛОГИИ КЕРАМИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ. 322
Сударев Е.А., Киричук Е.В., Коренкова М.Д. ВЛИЯНИЕ КАРБОНАТНЫХ ДОБАВОК НА ПРОЧНОСТЬ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ 324
Таиров С.С., Сабиров Б.Т. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОГЕННЫХ ОТХОДОВ В РАЗРАБОТКЕ СОСТАВОВ КЕРАМИЧЕСКИХ МАСС. 326
Хомидов Ф.Г., Ниязова Ш.М., Усманов Х.Л. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЛИНОЗЕМСОДЕРЖАЩЕГО ОТХОДА ПРИ СИНТЕЗЕ АЛЮМИНАТА КАЛЬЦИЯ. 328
Шарафеев Ш.М. СИНТЕЗ КОМПОЗИЦИОННЫХ КЕРАМИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ЦИРКОНИЕВОГО СЫРЬЯ. 330
Эминов А.А. ПОЛИМОРФИЗМ КРЕМНЕЗЕМА ДЖЕРДАНАКСКИХ КВАРЦИТОВ ПРИ ПОЛУЧЕНИИ ДИНАСОВЫХ ОГНЕУПОРОВ 332
Эминов Ал.А. ВЫСОКОГЛИНОЗЕМИСТАЯ КЕРАМИКА НА ОСНОВЕ ОТХОДОВ ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ. 334

Секция 14. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Антипьев В.В. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОГО НАРЯДА НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН. 337
Антипьев В.В. СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ОДНОГО ПРОХОДНОГО ДИАМЕТРА ПО ТЕХНОЛОГИИ «MONOBORE WELLS» НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. 339
Голубева Д.В., Колдунова Т.Н. ИССЛЕДОВАНИЕ КОЛЕБАНИЙ В БУРОВЫХ ИНСТРУМЕНТАХ. 341
Жигарев В.А., Неверов А.Л., Матвеев А.В., Самородский П.Н. РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ КЫЗЫЛ-ТАШТЫГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 343
Жиронкин В.С., Епихин А.В. АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ ПРИМЕНЕНИЯ МОТОРИЗОВАННЫХ РУС ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН 345
Жиронкин В.С., А.В. Епихин А.В., Маковский Ю.С. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ВЫБОРА МОДЕЛИ РУС ДЛЯ ЗАДАННЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ.....347
Комаровский И. А. УСЛОВИЯ ЗАБУРИВАНИЯ НОВОГО НАПРАВЛЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ СЪЕМНОГО ОТКЛОНЯЮЩЕГО КОМПЛЕКСА.....349

Кушнер Л.Е., Исаев Е.А. АНАЛИЗ СПОСОБОВ СНИЖЕНИЯ ИЗНОСА СНАРЯДА ПРИ ШАРОСТРУЙНОМ БУРЕНИИ 351
Лысаков Д.В. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ВООРУЖЕНИЯ БУРОВЫХ ДОЛОТ ДЛЯ ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН ОТКЛОНИТЕЛЯМИ ФРЕЗЕРУЮЩЕГО ТИПА 353
Тихонов А.С. СОВРЕМЕННЫЕ ВЫЗОВЫ И ПУТИ РАЗВИТИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН 355
Ханахмедов Н.Б. ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ 358
Шаляпин Д.В., Шаляпина А.Д. РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ПРЕДИКТИВНОЙ МОДЕЛИ ПРОГНОЗА КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН 361
Шемелина О.Н. АНАЛИЗ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ..... 363
Щербаков Р.Э. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И ИХ СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА..... 364
Щербаков Р.Э.УСЛОВИЯ И ОГРАНИЧИВАЮЩИЕ ФАКТОРЫ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ 366

Секция 15. ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Александрова М.А. БОРЬБА С ВЛАЖНОСТЬЮ ВОЗДУХА НА КАЛИЙНЫХ РУДНИКАХ 368
Балуев А.А. ГАЗОНОСНОСТЬ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ, ВОВЛЕКАЕМЫХ В ОТРАБОТКУ НОВЫХ УЧАСТКОВ ШАХТНОГО ПОЛЯ РУДНИКА ООО «ЕВРОХИМ - УСОЛЬСКИЙ КАЛИЙНЫЙ КОМБИНАТ» 369
Богданов М.А., Саруев Л.А. МЕТОДИКА И ПРИМЕР РАСЧЕТА ПРОДОЛЬНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ГИБКОГО ВАЛА ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ 371
Васильев М.А. ПОВЫШЕНИЕ РЕСУРСА РАБОТЫ РОЛИКОВОГО ВКЛАДЫША СТОЛА РОТОРА БУРОВЫХ УСТАНОВОК 373
Исаев Е.А. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ ШАРОСТРУЙНОГО СПОСОБА БУРЕНИЯ НА ЛАБОРАТОРНОМ СТЕНДЕ 375
Киренков А.Ю. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ 377
Кудачинова К.В. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОРУЖНОГО ВИНТОВОГО НАСОСА ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ 380
Мельнов К.В. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ РАБОТЫ ГИДРОИМПУЛЬСНОГО МЕХАНИЗМА 382
Мельнов К.В. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НИЖНЕЙ ГРАНИЦЫ ПОЛОСЫ ПРОПУСКАНИЯ ПОПЕРЕЧНЫХ ВОЛН ОТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ 384
Никитин В.А. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ВИНТОВЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК 386
Фокин А.Б. РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ СТЕНДА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ИНЕРЦИОННО-УДАРНОГО РАЗРУШЕНИЯ ТВЕРДЫХ ГОРНЫХ ПОРОД 387
Юсупов М.М. ПОВЫШЕНИЕ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ.... 389

Секция 16. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Афанасьев Д.Ю. ЧИСЛЕННОЕ СТАТИСТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ 392
Безносов А.А. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ПОТЕРЬ ОТ ИСПАРЕНИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ НА ОСНОВЕ АЭРОГЕЛЯ ДЛЯ КРИОГЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА 394
Винокуров Т.С. АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ РАБОЧЕГО КОЛЕСА НАГНЕТАТЕЛЯ 396
Гааг П.А. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ МЕТОДОМ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКИ 398
Галимов Д.И. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ 400
Дикопавленко М. А. ОЦЕНКА ПОТЕРЬ НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ИХ ХРАНЕНИИ В РЕЗЕРВУАРЕ ВЕРТИКАЛЬНОМ СТАЛЬНОМ ТИПА РВС-5000 КУБИЧЕСКИХ МЕТРОВ 402
Жданова Ю.Ю. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ, ПУТЕМ СТАБИЛИЗАЦИИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ ОБВЯЗКИ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ 404
Клочков М.В., Пряжников М.И. ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ СНИЖЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ В МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ 406
Кнауб И.А.ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СТАЛЬНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ КЛАССИФИКАЦИИ 408
Козлов А.В. ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ ОБРАЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ 410
Курасов О.А. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМ И МЕТОДОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТЕХНОГЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА 412
Луценко М.Е. ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УДАРА В НЕФТЕПРОВОДЕ 414
Мандлате Р.В.Ф. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И АНАЛИЗ СОСУДА ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ С ИСПОЛЗОВАНИЕМ СТАНДАРТА ASME И МЕТОДА КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ 416

Нечаев Д.А. РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ ИДЕНТИФИКАЦИИ УГРОЗ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С КОРРОЗИОННЫМИ ДЕФЕКТАМИ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ 417
Никулин Е.В. ПРИМЕНЕНИЕ КРИОГЕЛЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ГРУНТОВ ПРИ СООРУЖЕНИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ 419
Никулина Ю.А. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ МИМП В ПЕРИОД ПАВОДКОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ 421
Овчаренко А.М. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОТОКА ЖИДКОСТИ РАЗНЫХ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ДЛЯ РАСЧЕТА ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТИ ПОВЫШЕННОЙ ВЯЗКОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ 422
Овчаренко Д.М. АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА С ДЕФЕКТОМ ТИПА ТРЕЩИНА 424
Перегудова А.С. ВЛИЯНИЕ СЕЗОННОСТИ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ПЛАНИРОВАНИЕ ОБЪЕМОВ ПЕРЕКАЧКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ..... 426
Попов Д.В., Булатов В.Р., Малхасян К.А. ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫЕ ПРИСАДКИ К НЕФТИ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ В НЕФТЕПРОВОДАХ 428
Раздобреев Е.И. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРЕКАЧКИ ВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ ПОМОЩИ АВТОМАТИЗАЦИИ ИНДУКЦИОННОГО НАГРЕВА НЕФТЕПРОВОДА..... 430
Рюмкин К.К., Волков А.Э. МОДЕЛЬ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СИСТЕМЫ «ПОДЗЕМНЫЙ ТРУБОПРОВОД – ГРУНТ» 431
Рюмкин К.К., Шахметов И.Н. ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ МЕЖСЕКЦИОННЫХ УПЛОТНЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ МНОГОСТУПЕНЧАТОГО НАСОСА «GRUNDFOS» 434
Стрюк С.О. МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЁННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ КОМПОЗИТНОГО ТРУБОПРОВОДА 436
Федорова Т.В. АНАЛИЗ ОПАСНЫХ ФАКТОРОВ ВОСПЛАМЕНЕНИЯ И ВЗРЫВА В РЕЗЕРВУАРАХ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ 438
Фролова А.В. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕМОНТНОЙ КОНСТРУКЦИИ ДЕФЕКТНОГО УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ANSYS 439
Черных В.Т. ПРИМЕНЕНИЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ ПО УЧАСТКУ ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕПРОВОДА 441
Шафикова В.В. ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ДЛЯ БОРЬБЫ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДАХ..... 443
Шахметов И.Н. ИЗУЧЕНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ КОМПЕНСАТОРОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ 445

Секция 17. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Харламов С.Н. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОГАЗОДИНАМИКИ И ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В СДВИГОВЫХ ТЕЧЕНИЯХ РЕОЛОГИЧЕСКИ СЛОЖНЫХ ВЯЗКИХ СРЕД: ИДЕИ, РЕЗУЛЬТАТЫ 448
Абдуллаев Р.А. ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОГНОЗА ПРОЦЕССОВРАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО АЛГОРИТМА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ В СКВАЖИНАХ БЕЗ ОТБОРА КЕРНА 450
Белобородова А. А. МОДЕЛИРОВАНИЕ, ОПТИМИЗАЦИЯ И КОМПЬЮТЕРНЫЙ ПРОЧНОСТНОЙ АНАЛИЗ КРОНШТЕЙНА АГРЕГАТА ГАЗОТУРБИННОГО ДВИГАТЕЛЯ 452
Вальман Н. К.ПРИМЕНЕНИЕ ТЕОРИИ ГРАФОВ ПРИ РАСЧЁТЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РАБОТЫ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ СИНТЕТИЧЕСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ SRM-6..... 454
Ведерников В.Е. ПРОЧНОСТНОЙ АНАЛИЗ ДВУРОГОГО КРАНОВОГО КРЮКА МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В ПРОГРАММЕ XENSYS 456
Гончар Н.В.СОПОСТАВИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ КРЮКОВ ИМПОРТНОГО И РОССИЙСКОГО ПРОИЗВОДСТВА В ANSYS WORKBENCH 459
Гузей Д.В., Иванова С.В., Платонов Д.В. РАСЧЕТНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОЦЕССОВ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ НАНОСУСПЕНЗИЙ 461
Джанхорбани Мехран ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН..... 463
Дубровко Д.С. АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕВАТОРА ТРУБНОГО ЭХЛ-60-15..... 465
Зеленин Д.В.ТЕХНОЛОГИЯ АНАЛИЗА И ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ CRM МОДЕЛИРОВАНИЯ 467
Румянцев В.О. МОДЕЛИРОВАНИЕ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СЕТИ МЕТОДАМИ СИСТЕМНОГО АНАЛИЗА И НЕПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ 469
Чертов Б.Ю. ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОФИЛЯ ШВЕЛЛЕРА МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ВАРИАНТАХ ЕГО НАГРУЖЕНИЯ 471
Чигаров Д.Я. ПРЕДСКАЗАНИЕ ЛИТОТИПОВ НА ОСНОВЕ КРИВЫХ ГИС В СКВАЖИНАХ, НЕ ОСВЕЩЕННЫХ КЕРНОВЫМ МАТЕРИАЛОМ..... 473

Секция 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО

Алдохин В.С., Буймов К.С., Глызина Т.С. СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ WHITING PETROLEUM CORPORATION 475
Анисимова А.Г. МЕТОДЫ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ 477
Гаевой В.А., Григорьев В.А. ДОБЫЧА И ВОСПРОИЗВОДСТВО ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПАО «РУССНЕФТЬ». 478
Иванова Д.А. ИНТЕГРАЦИЯ КОМПЛЕМЕНТАРНЫХ АКТИВОВ КАК ИНСТРУМЕНТ СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ ГОРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ. 480
Каминский Ю.К. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. 482
Карманова О. Н. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ 484
Липатова А.Р., Есипенко О.А. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСПО НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ. 486
Лупандин Я.А. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЦИФРОВЫХ МОДУЛЕЙ 488
Мустафина Ф.И. ПРЕДПОСЫЛКИ ПЕРЕХОДА К МОРСКИМ МИНЕРАЛЬНЫМ РЕСУРСАМ: ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ 490
Серебрянников А.А., Горбачев В.С. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ВЫСОКООБВОДНЕННОМ ФОНДЕ СКВАЖИН ОБЪЕКТА $АВ_1$ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «С». 492
Сытникова С.А., Глызина Т.С. АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» 494
Сыщенко В.В., Кондрашов А.В. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В РАЗРАБОТКУ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ....496
Тюркина Е.Д. АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО СЕКТОРА ЭКОНОМИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ 497

Секция 19. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО (ДОКЛАДЫ НА АНГЛИЙСКОМ И НЕМЕЦКОМ ЯЗЫКАХ)

Al-Shargabi M.A.T.S., Al-Musai A.H. A COMPARATIVE ANALYSIS OF PROGRAMS FOR ASSESSING THE RISK OF STUCK DRILL PIPES IN AN OIL AND GAS WELL 502
Arkenova S.B., Nazarova G.Y., Oreshina A.A., T.A. Kaliyev T.A. PREDICTING THE YIELD OF TARGET PRODUCTS AND COKE FROM THE CATALYTIC CRACKING PROCESS UNDER CONDITIONS OF VARYING FEEDSTOCK COMPOSITION 504
Baffuor P. IMPROVING THE EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING THROUGH FRACTURE GEOMETRY MODELLING....506
Baffuor P. SOURCES OF CARBON DIOXIDE FOR MISCIBLE DISPLACEMENT ENHANCED OIL RECOVERY IN THE SIBERIAN REGION OF THE RUSSIAN FEDERATION....509
Bulatov V.R., Laskach V.A. DIGITALIZATION IN EXPLORATION AND PRODUCTION SECTOR....512
Bunaev A.A., Dolganova I.O., Dolganov I.M., Chernyshov M.N. NON-STATIONARY SIMULATION OF GASOLINE FRACTION PYROLYSIS 514
Cherdantseva D.A., Krasnoschekova L.A. SEDIMENTOLOGY AND DIAGENESIS OF UNIQUE LOWER CRETACEOUS “VANKOR-TYPE” SANDSTONE RESERVOIRS IN WESTERN SIBERIAN BASIN 516
Girenko Yu.E., Sypachev R.I., Auzina L.I. STRUCTURAL AND TECTONIC PREREQUISITES FOR THE FLOODING FORMATION IN THE SELENGA RIVER VALLEY, REPUBLIC OF BURYATIA 518
Gorbachev V.S., Serebryannikov A.A. ANALYSIS OF WELL INTERVENTION TECHNIQUES OF PALEOZOIC OBJECTS OF DEPOSITS OF THE TOMSK REGION....520
Kaminsky Yu.K. CORROSION PREVENTION AND CONTROL OF DOWNHOLE PUMPING EQUIPMENT....522
Kashin G.Yu., Likhacheva O.V., Mironychev V.G. USE OF PASSIVE SEISMIC DURING THE OIL AND GAS EXPLORATION WORKS IN THE UDMURT REPUBLIC, RUSSIA УБРАТЬ 524
Kim V.V., Polyanskii V.A. PREPARATION OF MICROSCANER DATA AND CORE PHOTOS FOR JOINT ANALYSIS AND LINKING....527
Kononov V. S. PRACTICAL APPLICATION OF HYDRAULIC FLOW UNITS IN PETROLEUM ENGINEERING 529
Kornev A. I. RESERVOIR DRIVE MECHANISM AS A GEOLOGICAL PARAMETER: FURTHER PROSPECTS OF ITS STUDY AND APPLICATION 530
Kundich D.D. INVESTIGATION OF COMPLEX GEOLOGICAL STRUCTURE FEATURES OF CARBONATE RESERVOIR AND ITS TYPING ON THE OILFIELD EXAMPLES 533
Newfel Mahdi FORECASTING HYDRAULIC FRACTURING OF LOW-PERMEABILITY RESERVOIR BASED ON MATHEMATICAL MODELING AND ANALYSIS OF PRODUCTION DATA IN THE Y FIELD 535
Oberemok I.A. SPATIAL VARIABILITY OF ORGANIC MATTER IN SURFACE SEDIMENTS OF THE LAPTEV SEA SHELF (EASTERN PART) 537
Pavelev E.Yu. ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF THE ZAPADNO-MALOBALYKSKOYE OIL FIELD DEVELOPMENT (KHMAO-YUGRA) 539
Patz M.O. SYNTHESIS OF ZEOLITE MATERIALS USING A TWO-STEPS METHOD AND STUDY OF ITS PROPERTIES FOR FURTHER USE IN FLUID CATALYTIC CRACKING (FCC) 541

Ryabov A.D. GAS HYDRATE FORMATION AND ITS PREVENTION IN GAS-FIELD OPERATIONS 542
Riabova S.A. GEOMAGNETISCHE WIRKUNG DES ERDBEBENS IN KAMTSCHATKA AM 16. MÄRZ 2021 544
Riabova S.A. ATMOSPHÄRISCHE AUSWIRKUNGEN DER EXPLOSION IM HAFEN VON BEIRUT.....545
Terentev E.S. A DESIGN FOR A MAGNETIC-WHEELED FLAW DETECTOR PLATFORM 546
Vorozheikina E.A. GEOCHEMICAL FEATURES OF THE CHEMICAL COMPOSITION OF THE BOTTOM WATER OF THE LAPTEV SEA 548
Zaynikaev S.G., Andreev A.V. ANALYSIS OF BARRIER FLOODING EFFICIENCY AT KIENGOPSKOYE FIELD.....549

Подсекция 1 ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

Дастир Ф., Исаева И.Э. СОВРЕМЕННЫЕ СТРАТЕГИИ В ОБУЧЕНИИ ПРОФЕССИОНАЛЬНО-ОРИЕНТИРОВАННОМУ ЧТЕНИЮ ПО СПЕЦИАЛЬНОСТИ «ГОСУДАРСТВЕННОЕ И МУНИЦИПАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ» В НЕЯЗЫКОВОМ ВУЗЕ 553
Karpova I.A. PHYSISCHE AKTIVITÄT ALS MITTEL DER REHABILITATION UND VORBEUGUNG GEGEN KÖRPERLICHE LEISTUNGSUNFÄHIGKEIT. 555
Макаровских А.В. АНГЛИЙСКИЙ ГЕНДИАДИС КАК БИНОМИАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ 557
Milovanova Y.N. THE SPECIFIC NATURE OF THE IDIOMATIC EXPRESSIONS IN BUSINESS COMMUNICATION IN THE ENGLISH LANGUAGE 558
Naumov D.V. THE PHENOMENON OF LANGUAGE BARRIER AS A PROBLEM OF STUDENTS FROM NON-LINGUISTIC INSTITUTES.....560
Полянский В.А. ОСОБЕННОСТИ ТЕРМИНОЛОГИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ (НА МАТЕРИАЛЕ КОРПУСА АНК). 562

Научное издание

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Труды XXV Международного симпозиума
имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых,
посвященного 120-летию горно-геологического образования в Сибири,
125-летию со дня основания Томского политехнического университета

Компьютерная верстка *Е.Ю. Пасечник, И.В. Павлова*

Зарегистрировано в Издательстве ТПУ
Размещено на корпоративном портале ТПУ
в полном соответствии с качеством предоставленного оригинал-макета

Издательство
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ