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

ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

# ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

## Том II

*Труды XXVI Международного симпозиума
имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных,
посвященный 90-летию со дня рождения Н.М. Рассказова,
120-летию со дня рождения Л.Л. Халфина,
50-летию научных молодежных конференций имени академика М.А. Усова*

Томск 2022

УДК 504(063)
ББК 20.1л0
П78

**Проблемы геологии и освоения недр**: Труды XXVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и мо-лодых учёных, посвященный 90-летию со дня рождения Н.М. Рассказова, 120-летию со дня рождения Л.Л. Халфина, 50-летию научных молодежных конференций имени акаде-мика М.А. Усова. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2022. – 374 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 – А.С. Боев, к.х.н., директор ИШПР**
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 – П.Н. Зятиков, профессор, д.т.н.
Секция 10 – П.А. Стрижак, профессор, д. ф.-м. н.
Секция 11 – Е.Н. Ивашкина, профессор, д.т.н.
Секция 12 – В.И. Верещагин, профессор, д.т.н.
Секция 13 – А.В. Ковалев, доцент, к.т.н.
Секция 14 – К.К. Манабаев, доцент, к.ф.-м.н.
Секция 15 – А.В. Шадрина, доцент, д.т.н.
Секция 16 – С.Н. Харламов, профессор, д.ф.-м.н.
Секция 17 – Г.Ю. Боярко, профессор, д.э.н.
Секция 18 – Л.М. Болсуновская, доцент, к.фил.н.
Секция 19 – О.В. Савинова, доцент, к.г.-м.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, 2022

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 26th International Scientific Symposium of students, postgraduates and young scientists devoted to the 90th anniversary of birth of N.M. Rasskazov, to the 120th anniversary of birth of L.L. Khalfin and to the semicentury of scientific conferences in honor of academician M.A. Usov*

Tomsk 2022

UDC 504(063)
ББС 20.1л0
Р78

**Problems of Geology and Subsurface Development**: Proceedings of the 25th International Scientific Symposium of students, Postgraduates and young Scientists devoted to the 90th anniversary of birth of N.M. Rasskazov, to the 120th anniversary of birth of L.L. Khal-fin and to the semicentury of scientific conferences in honor of academician M.A. Usov. Part II / Tomsk Polytechnic University. – Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publishing House, 2022. – 374 p.

Р78

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)**
**ББС 20.1л0**

**Editor-in-chief – Editor-in-chief – A.S. Boev, PhD (in Chemistry)**
**Director for Science and Academic Affairs,**
**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 – P.N. Zyatikov, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)
Panel 10 – P.A. Strizhak, Dsc (Physico-Mathematical Sciences)
Panel 11 – E.N. Ivashkina, Professor, Dsc (Engineering Sciences)
Panel 12 – V.I. Vereshchagin, Professor, Dsc (Engineering Sciences)
Panel 13 – A.V. Kovalev, Associate Professor, PhD (Engineering Sciences)
Panel 14 – K.K. Manabaev, Associate Professor, PhD (Physico-Mathematical Sciences)
Panel 15 – A.V. Shadrina, Associate Professor, Dsc (Engineering Sciences)
Panel 16 – S.N. Harlamov, Professor, Dsc (Physico-Mathematical Sciences)
Panel 17 – G.Yu. Boyarko, Professor, Dsc (Economic Sciences)
Panel 18 – L.M. Bolsunovskaya, Associate Professor, PhD (Philological Sciences)
Panel 18 – O.V. Savinova, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)
Technical editor – I.V. Pavlova, expert of organization department
of School of Earth Sciences & Engineering

© FSAEI HI NR TPU, 2022

# ПРЕДИСЛОВИЕ

В Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) 4-8 апреля 2022 г. состоялся XXVI Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 90-летию со дня рождения Н.М. Рассказова, 120-летию со дня рождения Л.Л. Халфина, 50-летию научных молодежных конференций имени академика М.А. Усова.

Организация и проведение XXVI Международного научного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр» осуществлялась при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ 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 более чем 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.

В 2022 г. симпозиум проводился в гибридном формате: участники представляли свои доклады очно, а также имели возможность выступить онлайн.

Симпозиум работал одновременно по 19 секциям: 1 секция – Палеонтология, стратиграфия и региональная геология; 2 секция – Минералогия, геохимия и петрография; 3 секция – Геология и генезис рудных месторождений, минерагения; 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; 9 секция – Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений; 10 секция – Энергоснабжение и автоматизация объектов нефтегазовой промышленности; 11 секция – Химическая технология подготовки и переработки углеводородных ресурсов; 12 секция – Комплексное использование минерального сырья; 13 секция – Современные техника и технологии бурения скважин; 14 секция – Горное дело. Разработка рудных и нерудных полезных ископаемых. Машины и комплексы; 15 секция – Современные техника и технологии транспортировки и хранения нефти и газа; 16 секция – Математическое моделирование, фундаментальные и численно-экспериментальные исследования в технике и технологиях интенсификации процессов в нефтегазовом деле; 17 секция – Экономика минерального и углеводородного сырья. Природоресурсное право; 18 секция – Геология, горное и нефтегазовое дело (доклады на английском и немецком языках); подсекция 18.1 – Трансдисциплинарность в инженерных исследованиях; 19 секция – Юные исследователи в науках о Земле (доклады школьников).

Заявки для участия в симпозиуме подали 490 авторов России, ближнего и дальнего зарубежья.

В период работы симпозиума на заседаниях 19 секций было представлено 471 доклад: все доклады были заслушаны в гибридном формате. Активное участие в работе симпозиума приняли иногородние участники, которые представили 157 докладов, 341 участник из г. Томска.

По отраслевой принадлежности участники были представлены следующим образом: из ВУЗов: Томский политехнический университет – 268, Томский государственный университет – 25, Томский государственный архитектурно-строительный университет – 4, Альметьевский государственный нефтяной институт – 1, Башкирский государственный университет – 2, Государственный университет по землеустройству – 3, Грозненский государственный нефтяной технический университет – 2, Иркутский национальный исследовательский технический университет – 8, Казанский (Приволжский) федеральный университет - 4, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева – 1, Карагандинский государственный технический университет (Казахстан) - 1, Новосибирский государственный университет – 1, Казахский агротехнический университет им.С.Сейфуллина – 1, Кубанский государственный университет – 5,

Международный университет нефти и газа имени Ягшигелди Какаева (Туркменистан) – 19, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова – 2, Пермский государственный национальный исследовательский университет – 1, Пермский национальный исследовательский политехнический университет – 17, Сибирский федеральный университет- 2, Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе – 2, Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина – 1, Российский университет дружбы народов – 2, Санкт-Петербургский Горный университет - 16, Санкт-Петербургский государственный университет – 2, Сибирский государственный университет геосистем и технологий – 8, Тувинский государственный университет – 1, Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск – 1, Тюменский государственный университет – 3, Тюменский индустриальный университет – 4, Ухтинский государственный технический университет – 1, Югорский государственный университет – 2, Американский университет Рас аль Хаймы (ОАЭ) – 1, Ягеллонский университет, г. Краков, Польша – 1, Тринити Колледж (Trinity College), г. Хартфорд, США – 1; из средних специальных образовательных учреждений: Томский политехнический техникум – 34; из школ – 15; из НАН – Институт гидрогеологии и геоэкологии им. У.М. Ахмедсафина, г. Алматы, Казахстан – 2, Байкальский институт природопользования СО РАН, г. Улан-Удэ – 1, Геологический Институт СО РАН, г. Улан-Удэ – 3, Дальневосточный геологический институт ДВО РАН, г. Владивосток – 1, Институт геодинамики и геологии ФГБУН ФИЦКИА РАН, г. Архангельск – 2, Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, г. Новосибирск – 1, Институт геологии и сейсмологии Академии наук Республики Молдова, г. Кишенев – 1, Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, г. Новосибирск – 2, Институт мониторинга климатических и экологических систем СО РАН, г. Томск – 2, Институт нефтехимии и катализа РАН, г. Уфа – 2, Институт химии нефти СО РАН, г. Томск – 6, Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН, г. Владивосток – 1, Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН – 4; из НИИ: Тюменский нефтяной научный центр – 6, ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск – 5, ООО «НК «Роснефть» - НТЦ», г. Краснодар - 1; из предприятий: АО «ТОМКО», г. Томск – 1, Славнефть-Красноярскнефтегаз – 1, ПАО «Славнефть-мегионнефтегаз», г. Мегион – 1.

Статус участников симпозиума, выступивших с докладами, следующий: школьников – 11, студентов средних специальных образовательных учреждений – 34, студентов ВУЗов – 184, магистрантов – 103, аспирантов – 97, молодых ученых – 40.

Дальнее зарубежье было представлено странами: Польша, США, Вьетнам, Китай, Египет, Индонезия, Ирак, Сенегал, Республика Чад, Нигерия. Ближнее зарубежье (страны СНГ) было представлено странами: Республика Казахстан, Республика Туркменистан, Республика Молдова.

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 XXVI 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 XXVI Международного научного симпозиума им. академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы Геологии и освоения недр» сотрудниками Научно-технической библиотеки ТПУ была подготовлена выставка: посвященная 90-летию со дня рождения Н.М. Рассказова, 120-летию со дня рождения Л.Л. Халфина, 50-летию научных молодежных конференций имени академика М.А. Усова..

В рамках симпозиума при поддержке студенческой секции Европейской ассоциации геоученых и инженеров (EAGE) Томского политехнического университета проводилась Геологическая викторина Geo SQuiz, в которой приняли участие студенты, а также преподаватели. Геологическая викторина Geo SQuiz проводилась в очном формате.

С целью популяризации научных исследований и развития творческого потенциала молодых ученых в рамках XXVI Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр проведен фотоконкурс по номинациям: «Держись, ученый!»; «Молодые ученые в лаборатории»; «Природа – художник»; «Макронаука». Итоги конкурса публиковались в телеграм канале https://t.me/nauch_meropr.

В рамках научного симпозиума были проведены молодежные школы по направлениям: «Прогноз тепловых режимов многолетнемерзлых грунтов в условиях теплового влияния объектов нефтегазодобычи», «Создание цифровых двойников керна методами компьютерной томографии», Инструменты программы «1С: Экология. Охрана окружающей среды КОРП», «Область применения беспилотных летательных аппаратов», «Микроскопические и спектроскопические методы исследования минеральных веществ».

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»** посвящена широкому спектру вопросов в области палеонтологии, стратиграфии и региональной геологии. Авторы продемонстрировали результаты своих исследований преимущественно для фанерозойских отложений.

Традиционно тематики представленных докладов были в области научных и практических проблем палеонтологии, стратиграфии, региональной геологии и перспектив нефтегазоносности. Актуальные темы, затронутые докладчиками, рассматривались с помощью новейших методов изучения горных пород и фоссилий. Среди участников секции были студенты, магистранты, молодые ученые, доклады которых имеют достаточно высокий уровень, практическую и научную значимость.

Доклады, представленные на секцию 2 «Минералогия, геохимия и петрография» и секцию 3 «Геология и генезис рудных месторождений, минерагения» были заслушаны на совместном заседании и полностью отвечают научному направлению и тематике секции. Открыл заседание профессор ТПУ В.Г. Ворошилов, ведущий специалист в области геохимии, с докладом об использовании математических методов моделирования при решении прогнозно-поисковых задач в прикладной геохимии. Также в качестве открывающих заседания секций с докладами выступили молодые учёные ТПУ, которые представили свои актуальные работы по различным направлениям геологических исследований. Так были заслушаны доклады М.А. Рудмина о минералах-спутниках рудообразующих процессов месторождений морских железняков, Т.Ю. Якич об особенностях присутствия селена и теллура в месторождениях благородных металлов, А.С. Рубан доложил об исследованиях донных осадков моря Лаптевых. Следует отметить, что эти научные исследования молодых учёных поддержаны грантами Российского научного фонда. В целом в работе секций 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 учёных, 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 современные методы, такие как электронная микроскопия, рамановская спектроскопия и другие. Проведённые молодыми учёными исследования, как правило, находят своё продолжение в использовании полученных данных в прикладной геологии.

Тематика работ **секции 4 «Геология нефти и газа. Современные методы поисков и разведки углеводородного сырья»** посвящена поиску и разведке нефтяных и газовых месторождений; методам изучения карбонатных, терригенных и нетрадиционных пород-коллекторов; реконструкциям условий осадконакопления отложений, вмещающих залежи нефти и газа, вторичным преобразованиям пород в связи с глубинной углеводородной флюидомиграцией; новым технологиям лабораторных исследований нефтегазовмещающих пород, основным направлениям и перспективам развития нефтегазовых комплексов, геологической интерпретации данных геофизических исследований скважин; геологическому сопровождению бурения; геологическому моделированию.

Открыл заседание секции почетный гость – академик РАЕН, генеральный директор АО «ТОМКО» Ростовцев Валерий Николаевич, который представил участникам симпозиума новую парадигму поиска месторождений нефти и газа и обозначил перспективы развития нефтяной промышленности Томской области.

Заседание **секции 5 «Геофизические методы исследования Земли и поисков и разведки месторождений полезных ископаемых»** открывал доклад председателя секции д. г.-м. н профессора Исаева В.И., в котором освящались основные перспективы и направления прироста запасов углеводородов в Западной Сибири.

Тематика докладов, представленных на секции, осветила широкий спектр вопросов геофизики. В докладах по рудной тематике рассматривались преимущества применения индукционного каротажа на пластово-инфильтрационных месторождениях урана: была продемонстрирована ярко выраженная зависимость между электропроводностью и проницаемостью, а также предложен алгоритм определения периодичности применения индукционного каротажа – и освещался опыт применения импульсной электроразведки при поиске медно-молибденовой минерализации. Проблемы разведки и поисков углеводородного сырья раскрыты в докладах об оценке возможностей метода ядерно-магнитного резонанса при комплексной оценке пористости и литологии отложений в литологически неоднородных разрезах и о результатах математического моделирования термической истории древних палеозойских отложений в целях оценки их нефтематеринского потенциала.

Кроме того, при работе секции были заслушаны доклады, посвященные изучению теплового поля Земли, а именно картированию поля теплового потока востока Томской области и исследованию влияния вещественного состава пород на поле теплового потока. Изучению строения Земли с помощью сейсмических волн посвящен доклад о моделировании поля напряжений вследствие зацепа при относительном движении берегов разлома в окрестностях очага землетрясений. В особую категорию выделен доклад о результатах электромагнитного профилирования при поиске археологических объектов.

**Секцию 6 «Гидрогеология, инженерная геология и гидрогеоэкология»** 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 подземные 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»** высокий научно-технический уровень докладов, 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»** 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. Доклады затрагивают экологические проблемы добычи на морском шельфе, загрязнения почв урбанизированных территорий тяжелыми металлами, содержание ртути в растительности, а также многие другие вопросы. Научные доклады имеют высокий уровень, характеризуются личным вкладом авторов и практической применимостью. Большинство работ выполнено с использованием современного аналитического оборудования.

Тематика работ **секции 9 «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 10 «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.

**Секции 11 «Химическая технология подготовки и переработки углеводородных ресурсов»** была посвящена широкому спектру вопросов в области подготовки и переработки углеводородного сырья: нефти, газоконденсатов, природных и попутных газов и горючих сланцев. В работах были представлены как результаты экспериментальных исследований, выполненных с использованием современных физико-химических методов, так и математического моделирования процессов нефтепереработки и нефтехимии с привлечением цифровых инструментов.

Значительный перечень докладов был посвящен 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: побочные продукты окислительной десульфуризации топлива судового маловязкого - перспективные ингибиторы коррозии; получение изотропного кокса из сланцевой смолы процесса полукоксования горючих сланцев; влияние термообработки на физико-химические свойства различных каталитических систем; прямое окисление бензола в фенол в низкотемпературной плазме барьерного разряда; влияние комплексного воздействия магнитного поля и химических реагентов на стабильность водонефтяных эмульсий; влияние радикал-образующей добавок на состав продуктов крекинга вакуумного остатка; вовлечение рафината и деасфальтизата вакуумного остатка на установку каталитического крекинга вакуумного газойля.

Представлены результаты разработки и использования математических моделей различныъ технологий переработки углеводородного сырья: пиролиза бензиновой фракции с учетом накопления кокса; процесса жидкофазного алкилирования изобутана рлефинами; сульфирования линейных алкилбензолов; гидрокрекинга вакуумного газойля; окислительного обессеривания и каталитического крекинга.

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 и другие.

Доклады **секции 12 «Комплексное использование минерального сырья»** посвящены разработке способов использования минерального сырья природного и техногенного происхождения для получения неметаллических материалов различного назначения. Традиционно внимание уделяется изучению возможностей использования местного минерального сырья, добываемого в местах проживания исследователей и работы предприятий, использующих данное сырье (например, сырьевые запасы Туркменистана).

Работы посвящены отработке современных подходов к получению силикатных, керамических и композиционных материалов, а также поиску нетрадиционных подходов к получению новых материалов с улучшенными характеристиками (например, фтораммонийная обработка концентратов). Большой интерес исследователей вызывает утилизация скоплений техногенных отходов (например, сланцезольные отходы, монацитовый концентрат) Представлены работы по разработке технологий, позволяющих утилизировать отходы путем включения их в состав материалов различного назначения. Среди представленных работ можно выделить работы, которые нацелены на разработку технологических схем, позволяющих внедрить результаты исследований в производство.

Достоверность полученных результатов подтверждается большим количеством проведенных экспериментов, использованием современных методов физико-химического анализа. 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 **13-й секции «Современные техника и технологии бурения скважин»** 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 14 «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 **15 секцию «Современные техника и технологии транспортировки и хранения нефти и газа»**, представили широкий спектр актуальных тем по специфики секции. Были рассмотрены вопросы, связанные с разработкой предложений по минимизации накоплений донных отложений в резервуарах вертикальных стальных; по сооружению подводных газопроводов в условиях шельфа; по перспективному и эффективному развитию мониторинга состояния объектов магистрального трубопровода; по повышению эффективности эксплуатации приемо-сдаточного пункта нефти.

Продолжает оставаться актуальной тематика транспорта высоковязких нефтей. В данном аспекте представлено исследование альтернативных способов снижения вязкости нефти.

Особый интерес вызвала экспериментальная работа по исследованию текущего состояния металла магистрального трубопровода динамическим методом измерения твердости, выполненная студентом в лаборатории Томского политехнического университета, а также доклад, связанный с анализом и обоснованием перспективности нового теплоизоляционного материала труб на основе полиизоцианурата.

Результаты значительного количества докладов основаны на вычислительном эксперименте, применении компьютерных технологий, в том числе машинного обучения, которые позволяют оценить напряженно-деформированное состояние оборудования; выбрать оптимальную конструкцию компенсатора на магистральном нефтепроводе; оценить допустимость дефектов; определить оптимальные параметры нефтепровода, подверженного влиянию нестационарных процессов; прогнозировать отказы на нефтепроводах.

Докдады секции **16 «Математическое моделирование, фундаментальные и численно-экспериментальные исследования в технике и технологиях интенсификации процессов в нефтегазовом деле»** посвящены многим аспектам современных исследований производственных задач в газовой и нефтехимической, энергетической и горнодобывающей промышленности. Такие результаты позволяют судить о достоинствах и недостатках отечественного и зарубежного опыта применения фундаментальных подходов в теоретических и экспериментальных исследованиях гидродинамики, тепло- и массопереноса в гомогенных и гетерогенных средах, преимуществах активного использования аналитических, интегро-дифференциальных методов моделирования и численного решения пространственных задач о физике процессов в сопряженных и открытых термодинамических системах типа “внешняя среда- стенка устройства-рабочая смесь”. Функционирование подобных систем осложнено высокими нагрузками, сопровождающими работу специального оборудования. Поэтому в рамках математического моделирования основная задача по интенсификации процессов в рассматриваемых системах сводится к получению критериального уравнения – своеобразной полуэмпирической формулы для приближенного и оценочного расчета параметров рабочего процесса, представляющего собой сложную по строению и свойствам среду или орган технологического устройства. Именно этим проблемам были посвящены доклады, которые представили ученые из академических, научных и исследовательских центров и университетов Ближнего и Дальнего зарубежья (Туркменистана, Ирана), России (Новосибирска, Краснодара, Тюмени, Томска). Отдельные результаты выполнены при поддержке научных фондов (РФ, Туркменистан), содержат практически важные сведения по тематике и деталям исследований в области: гидроразрыва пласта; морфологии нефти в гетерогенной среде; оценках возможностей популярных ПК в гидродинамическом моделировании процессов добычи нефти и газа; разработке объемных моделей залежей природного сырья; установления ресурсной базы углеводородов при неопределенностях месторождений; выявления особенностей функционирования обводняющих скважин; эволюции процессов переноса в пенной среде; создании эффективных моделей материального баланса к учету нестационарных изменений коэффициента продуктивности добывающих скважин и т.д. Все представленные доклады отличаются глубоким анализом результатов в физическом отношении и сутью математического описания эффектов, органично дополняют имеющуюся базу данных по оптимизации массо- и гидродинамического, а также прочностного и геофизического анализа процессов добычи качественного углеводородного сырья и могут составить предмет для перспективных разработок принципиально новых высокоинтенсивных технологических процессов.

Доклады, представленные на **17 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.

Сохранение нормального функционирования и устойчивости нефтедобывающих предприятий в долгосрочной перспективе в условиях многообразия современных вызовов в макроэнергетическом, макроэкономическом и институциональном окружении, с которыми сталкивается нефтегазовый бизнес,

актуализируют проблематику повышения эффективности применения материальных, трудовых и финансовых ресурсов в нефтегазовых компаниях. Секция «Экономика минерального сырья. Природоресурсное право» посвящена вопросам экономики природопользования, менеджменту, финансово-хозяйственной деятельности предприятий, проблемам экономической оценки природных ресурсов с точки зрения эффективного и рационального использования. Основными направлениями представленных исследований являлись вопросы, связанные с экономическим обоснованием технико-технологических предложений при разработке месторождений углеводородного сырья, что соответствует национальным стратегическим задачам в ТЭК, а также управленческие вопросы адаптации нефтегазовых компаний к современным вызовам в зависимости от масштабов их деятельности. В работах изучалась проблема современного состояния и повышения качества трудовых ресурсов для нефтегазовой отрасли. Достоверность всех полученных результатов подтверждается значимым количеством исследований, проведенных студентами и молодыми учеными с применением современных методов анализа и программного обеспечения.

**Секция 18 «Геология, горное и нефтегазовое дело (доклады на английском и немецком языках)»** была разделена на 2 подсекции. Авторы обсуждали актуальные проблемы геологии и освоения недр, мировые достижения в области науки и техники, а также нарабатывали навыки общения на профессиональном иностранном языке. Активное участие в работе секции приняли участники из ближнего и дальнего зарубежья. Тематика докладов подсекции 18.1 «Трансдисциплинарность в инженерных исследованиях» ориентирована на выявлении междисциплинарных связей в образовательном процессе будущих инженеров. Работы участников отражают взаимодействие таких значимых в техническом вузе дисциплин, как экология и экономика, математика и IT-технологии, геология и физика. Представлены и проанализированы инженерные исследования и разработки наиболее репрезентативные с точки зрения трансдисциплинарного подхода. Не менее интересными являются доклады, посвященные гуманитарному аспекту в техническом образовании, также подтверждающие необходимоть и эффективность комплексного подхода в обучении и междисциплинарного аспекта.

На **секции 19 «Юные исследователи в науках о Земле»** были представлены доклады самых молодых исследователей, которые отличаются высоким уровнем подготовки и соответствуют тематике симпозиума. В докладах рассмотрены темы, касающиеся исторической геологии, минеральных образований, влияния промышленных предприятий на состояние окружающей среды.

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 (исполняющему обязанности ректора ТПУ Дмитрию Андреевичу Седневу, проректору по образовательной деятельности Михаилу Александровичу Соловьеву, проректору по науке и трансферу технологий Леониду Григорьевичу Сухих), руководству Инженерной школы природных ресурсов ТПУ, ПАО «Газпром», журналам Neftegaz.RU, «Недра и ТЭК Сибири» финансовая и информационная поддержка которых способствовала проведению симпозиума и изданию данного сборника.

Оргкомитет симпозиума

# С Е К Ц И Я 9

# СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

## ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА ПЕРСИДСКОГО ЗАЛИВА

**Балабин Н.А.**

Научный руководитель доцент М.С. Турбаков

***Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия***

Одним из перспективных направлений разработки нефтегазоносных месторождений является разработка пустынных нефтегазоносных бассейнов. Данный вопрос включает в себя решение нескольких типов задач, таких как: Защита оборудования от песчаных бурь; Обеспечение комфорта и безопасности нефтедобывающего персонала с учетом тяжелых климатических условий; защита глубинно-насосного оборудования от неизбежных засоров песчаной породой. В данной статье хотелось бы рассмотреть возможные решения этих задач.

***Рис. 1. Карта Персидского залива***

Основная причина поломок оборудования, находящегося на поверхности (станки-качалки, бурильные установки) – песчаные бури. Во время песчаных бурь оборудование подвержено появлению микротрещин, вследствие попадания на них частиц песка на большой скорости, эти микротрещины способствуют образованию потертостей и больших трещин, что приводит к быстрому износу и поломке оборудования.

Изучая способы решения данной проблемы, можно рассмотреть такие методы для защиты от грязи и пыли, как покрытие с использованием наночастиц, лучи лазера или химикаты, которые делают поверхность стенок (самых подверженных загрязнению части оборудования) плоской. Такая обработка позволяет обеспечить покрытию водоотталкивающий эффект, также с помощью такого покрытия пыль и частицы песка не будут прилипать к поверхности.

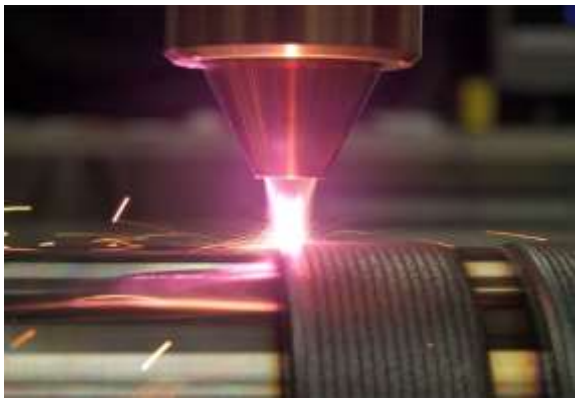


***Рис. 2. Обработка лазером***

Далее, рассматривая задачу по обеспечение комфорта и безопасности нефтедобывающего персонала следует уточнить, что речь идёт о двух параметрах защиты: защита от песчаных бурь и тяжёлых климатических условий. Обе эти задачи решаются путём предоставления персоналу необходимой спецодежды. Она должна обладать высокими терморегуляционными показателями и включать в себя специализированные очки и маску, для защиты глаз и дыхательных путей от песка.

Для защиты глубинно-насосного оборудования предстоит разработать систему фильтров с соответствующими размерами отверстий. Это не составит большого труда, так как нефть в пустынных нефтегазоносных бассейнах имеет низкую вязкость и её прохождение через фильтры с мелкой перфорацией не является проблемой.

Рассмотрев проблемы добычи нефти в пустынных нефтегазоносных бассейнах, мы приходим к выводу о том, что это перспективное направление исследований и разработки, требующее, однако, немалого внимания к деталям.

Литература

1. Нефтяная отрасль промышленности Саудовской Аравии // ЭТП ГПБ URL: [Элктронный ресурс] – Режим доступа: https://etpgpb.ru/posts/6622-neftyanaya_otrasl_promyshlennosti_saudovskoy_aravii / (дата обращения: 09.04.2021).
2. Сорта Российской и Мировой эталонной нефти (по странам) и ОПЕК // UTMAG URL: [Элктронный ресурс] – Режим доступа: https://barrel.black/sorta-nefti.htm (дата обращения: 09.04.2021).
3. Oil Prices: Retail: Arabian Light // CEIC URL: [Элктронный ресурс] – Режим доступа: https://www.ceicdata.com/en (дата обращения: 09.04.2021).

## ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ КОЛЛЕКТОРОВ ФЛЮВИАЛЬНОГО ТИПА С УЧЕТОМ ИХ ГЕНЕТИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ

**Белов Т.В.**

Научный руководитель профессор О.С. Чернова

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

Современная нефтегазовая промышленность в течение последних лет сталкивается с вызовами, связанными с доизвлечением остаточных углеводородов из месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки. Особое внимание уделяется поиску и реализации подходов, направленных на разработку трудноизвлекаемых запасов, локализованных в низкопроницаемых, с высокой степенью неоднородности коллекторах. Одним из примеров таких коллекторов являются залежи флювиального типа, которые ввиду своих геологических особенностей, осложняющих процесс извлечения углеводородов, требуют к себе комплексного подхода, направленного на разработку коллекторов данного типа. Существует два основных типа речных отложений, являющихся потенциальными коллекторами: отложения разветвленных рек, которые образуются у подножий горных систем и за их пределами, где уклон земной поверхности относительно крутой, и отложения меандрирующих рек, образующиеся на более пологих поймах [3]. Каждый из этих типов отложений обладает уникальным набором свойств, которые отличают его от других, включая размер зерна, геометрию песчаного тела, ориентацию и т. д. Понимание этих различий важно для оценки коллектора, поскольку эти свойства влияют на поток флюида и, в конечном счете, на производительность коллектора. Недостаточно знать, что резервуар представлен отложениями флювиального типа, необходимо знать тип речного резервуара и определяющие его характеристики.

Правильная идентификация типа русла (извилистого или плетеного) в речной последовательности принципиально важна при анализе коллектора, поскольку она позволяет прогнозировать форму и размер коллектора, поперечную непрерывность и степень взаимосвязанности песчаников и переплетенных глинистых пород, и внутреннюю неоднородность внутри песчаных тел коллектора [5].

Например, отложения меандрирующей реки можно разделить на следующие типы:

- пойма, сложенная мелким песком, алевролитом, сланцами, которые образуют второстепенные коллекторы, представленные листовидными песчаными телами береговых валов и кревассовых глифов, образующихся при прорыве русла;
- меандровые отмели с хорошим коллекторскими потенциалом, которые образуются во время боковой миграции речного канала под воздействием эрозионных и аккреционных процессов.

Резервуары флювиального типа, особенно отложения меандрирующей реки, демонстрируют важность архитектуры резервуара при разработке. Архитектура отложений меандрирующей реки, образованных многоэтажными русловыми отложениями, разделенными пойменной глиной, сложна из-за боковой миграции и авульсии. Фракция песка известна как доминирующий фактор при оценке речного коллектора, в то время как геометрия каналов, скорость авульсии и направление миграции меандровых отмелей также имеют значение [2]. Эти факторы в том числе определяют связность песчаных тел (высокопроницаемые области), что является доминирующим фактором, влияющим на поток жидкости и формирующим преимущественные пути течения флюида в коллекторах. Все эти характеристики контролируются геологическими параметрами системы. Правильная оценка песчаных тел и их топологических взаимосвязей являются ключевыми элементами в понимании этих коллекторов.

Песчаные отложения меандровых отмелей образуют основной тип резервуара в системе извилистых рек. Эти скопления могут быть значительно разделены из-за пересекающихся, заполненных глиной каналов. Тенденция к увеличению размера зерна меандровых отмелей означает, что проницаемость также будет снижаться вверх по разрезу. По этой причине заводнение, как правило, будет более эффективным в базальных, высокопроницаемых прослоях отмели и оставит неохваченную заводнением нефть в верхних, более мелкозернистых частях [3]. Геометрия, размер и

характеристики коллектора каждого из флювиальных типов тел зависят от транспортировочных, осадочных и постседиментационных процессов, которые контролируются несколькими внешними переменными, включая географическое положение, районы источников отложений (происхождение), климат и степень тектонической активности. Отложения меандрового пояса могут лучше подходить в качестве резервуаров газа, чем резервуаров нефти. В лабиринте многочисленных тупиковых пор этих систем не так много газа, как нефти. Расширение газа при снижении давления при истощении приведет к тому, что большая часть газа выйдет из тупиков речных резервуаров. Газ также может проходить через пути с низкой проницаемостью, существующие в речных системах, которые в противном случае не пропускали бы нефть [3].

Небольшие разломы могут создавать вертикальные соединения поперек плоскости разлома между песчаными телами в интервалах с большими коэффициентами песчанистости. Там, где речные отложения с низкими значениями песчанистости рассечены разломами, это может значительно снизить связность. Уменьшенная степень контакта песчаных тел между собой через разломы является контролирующим фактором.

Что же касается отложений разветвленной реки, стоит отметить, что составление карты распределения конгломератов с низкой и высокой проницаемостью в пределах месторождения снизило бы риск бурения заполняющих скважин в конгломератах с низкой проницаемостью, а также риск обвалов стенок скважин. Также фации разветвленных рек более пористые и более проницаемые, чем фации меандрирующих рек [3].

Основным подходом при разработке флювиальных коллекторов являются модернизация систем разработки, бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта. Например, проблема низкой проницаемости может быть решена стимулированием пласта гидравлическим разрывом, при котором пространственное распределение песчаных тел является основной трудностью, являющейся причиной низкого успеха бурения и отсутствия эффективной организации заводнения [5]. В настоящее время ее решение заключается в бурении горизонтальных скважин для охвата максимального количества песчаных тел с применением многоступенчатого гидравлического разрыва пласта.

В случаях комплексов каналов, состоящих из множества сочлененных отмелей, предпочтительнее размещать горизонтальные скважины, ориентированные перпендикулярно оси наноса бара, учитывая, что длина меандрового бара обычно больше ширины [1]. Это приведет к тому, что каждая скважина будет иметь большую вероятность пересечения нескольких баров и большую их долю, пересекаемых на длину скважины, что позволит расширить распределение скважин. Тем не менее, следует признать, что можно было бы дать противоположные рекомендации, если бы наблюдалась внутрипластовая дифференциация, связанная с неоднородностями фациального масштаба, например, из-за наличия илистого грунта.

Для русловых отложений в качестве примера можно привести китайское месторождение Бохай. Горизонтальные скважины широко используются на этом объекте для улучшения контроля запасов. Следует принимать во внимание как качество песчаника при ориентировке горизонтальной скважины, так и охват заводнением. Представлены три примера оптимизации схемы скважин, в основном ориентированных на горизонтальное направление (рисунок) [4]. В первом случае горизонтальная скважина параллельна каналу, что является подходящем вариантом при наличии высокопроницаемого песчаника. Однако, в скором времени может произойти прорыв воды, что приведет к падению коэффициента извлечения намного ниже, чем ожидалось. Для второго случая горизонтальная скважина расположена перпендикулярно каналу. Посадка в скважину очень сложна из-за низкопроницаемого песчаника на краю канала, но при этом коэффициент извлечения самый высокий. Чтобы снизить риск посадки ствола скважины и максимизировать эффективность заводнения, предлагается третий вариант с горизонтальной скважиной, наклоненной к каналу. В этом случае скважина будет располагаться недалеко от центра канала с песчаником с улучшенными свойствами. Кроме того, нагнетательная скважина расположена параллельно добывающей, чтобы замедлить нагнетание воды и увеличить охват.

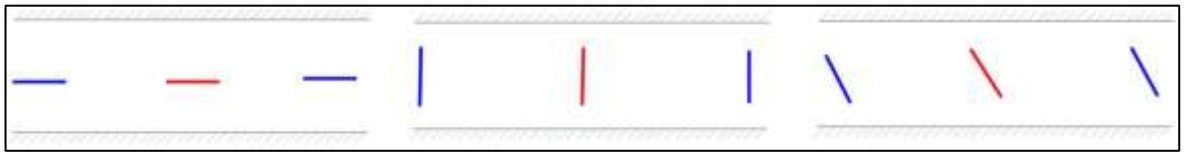


***Рис. Три варианта для оптимизации расстановки скважин.***
***Синим цветом обозначены нагнетательные скважины, а красным – добывающие***

При разработке коллекторов флювиального типа необходимо точно определить тип речной системы для определения спектра основных геологических особенностей коллекторов, где важную роль будут играть геометрические параметры отложений, фильтрационно-емкостные свойства, рельеф, климат и т.д. Горизонтальные скважины могут быть более эффективными для прерывистых песчаников меандрирующей реки, чем в более непрерывных и взаимосвязанных отложениях разветвленной реки. Методы сейсмики, а также анализы геофизических исследований скважин, керна и скважинных испытаний - все это может быть использовано для корректного определения типа речного коллектора и прогнозирования показателей извлечения и продуктивности этого коллектора.

Литература

1. Colombera, L, Mountney, NP orcid.org/0000-0002-8356-9889, Russell, CE et al. (2 more authors) (2017) Geometry and compartmentalization of fluvial meander-belt reservoirs at the bar-form scale: quantitative insight from outcrop, modern and subsurface analogues. Marine and Petroleum Geology, 82. pp.

2. Koneshloo, Mo & Aryana, Saman & Hu, Xiaoni. (2018). The impact of geological uncertainty on primary production from a fluvial reservoir. Petroleum Science.
3. Roger. M. Slatt (2007) - Stratigraphic Reservoir characterization for petroleum geologists, Geophysicists and Engineers. Handbook of Petroleum exploration and production, Vol.6, John Cubitt (Ed), Elsevier, pp. 478.
4. Shi, Hongfu & Hu, Yong & He, Yifan & Sun, Qiang & Zhao, Junshou. (2019). Case Stories of Horizontal Wells in Offshore Fluvial Oil Reservoir.
5. Shishmanidi, I., Martynov, M., and A. Kozlov. "Advantages of Fluvial Reservoir Object Modeling." Paper presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2014.

## ОПТИМАЛЬНЫЙ ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ ДЛЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

**Бычков Д.А.**
Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

В нефтегазовой отрасли уже почти 120 лет используют кислотную обработку для повышения производительности скважин. Кислотная обработка предшествует всем другим методам стимулирования скважин, включая гидравлический разрыв пласта, который не был разработан до конца 1940-х годов. Однако до начала 1930-х годов применение подкисления было ограничено отсутствием эффективных ингибиторов кислотной коррозии для защиты стальных труб в скважинах. С разработкой эффективных ингибиторов коррозии, использованием и дальнейшим развитием кислотной обработки увеличилось количество нефтяных и газовых скважин, что привело к созданию индустрии услуг по стимулированию скважин. Сегодня кислотная обработка является одним из наиболее широко используемых и эффективных средств, доступных нефтегазовым операторам для повышения производительности (стимулирования) скважин. Кислотное стимулирование обычно проводится на новых скважинах, чтобы максимизировать их первоначальную производительность, и на скважинах с большим сроком эксплуатации, чтобы восстановить производительность и максимизировать извлечение энергетических ресурсов. Для проведения данной операции необходимо закачивание раствора кислоты в околоскважинное пространство для улучшения коллекторских свойств пласта.

Особенно это актуально для карбонатных пород палеозойских отложений, которые хорошо поддаются растворению соляной кислотой. Максимальная эффективность обработок будет в глинисто-карбонатных породах, для кремнистых отложений эффективность значительно ниже. Целью кислотной обработки матрицы является улучшение продуктивности, уменьшение величины скин-фактора в коллекторе при помощи удаления естественных загрязнений, а также созданием новых каналов в прискважинной зоне.

Для проведения кислотной обработки необходимо выбирать скважины, в которых наблюдается ухудшение фильтрационных свойств в призабойной зоне.

Если падение дебита скважины связано с сокращением пластового давления, выделением газа в призабойной зоне или проблемами с техническим состоянием скважины, то операция окажется неэффективной, поскольку не будет получен дополнительный прирост добычи.

Необходимо находить скважины, где по каким-либо причинам произошло падение продуктивности, при этом важно определять причину:

*Проникновение бурового фильтрата или рабочей жидкости в пласт.*

Данный вид загрязнения может быть диагностирован по ухудшенной работе скважин по сравнению с окружением, также положительный скин-фактор может быть определен исходя из гидродинамических исследований.

Также необходимо проверять соответствие расчетов по рабочему давлению во время проведения операции (бурение, ремонтные работы) с реальным рабочим, чтобы определить вероятно ли проникновение рабочей жидкости в пласт.

*Выпадение отложений в призабойной зоне.*

Для оценки необходимости удаления отложений в призабойной зоне необходимо проводить лабораторные исследования по составу флюида, а также расчеты в специальном программном комплексе. Также следует исходить из опыта разработки месторождения, а также проводить анализ поступающей продукции.

*Недостаточная степень очистки закачиваемой воды.*

случае недостаточной степени очистки закачиваемой воды может произойти загрязнение призабойной зоны скважины, что приведет к снижению приемистости пласта и невозможности полностью компенсировать пластовое давление [2].

Наибольший опыт разработки карбонатных коллекторов накоплен на Чкаловском месторождении. ОПЗ направлены на восстановление и повышение проницаемости ПЗП.

В карбонатных пластах реакция относительно проста и протекает в одну стадию. Соляная кислота

(HCl) вступает в реакцию с карбонатом с образованием соли, двуокиси углерода и воды. При подкислении песчаников с HF реакции более сложны и протекают в три этапа. На первичной стадии буровой раствор вступает в реакцию с песком, полевым шпатом и глинами с образованием фторидов кремния и фторидов алюминия. На вторичной стадии фториды кремния могут вступать в реакцию с глиной и полевым шпатом с выделением осадков алюминия и кремния, однако при правильном проектировании можно избежать образования этих вредных осадков, которые могут ограничить поток нефти или газа через пласт. На заключительной стадии оставшиеся фториды алюминия вступают в реакцию до тех пор, пока не будет израсходована вся оставшаяся кислота.

Геологические образования редко бывают однородными (чистый карбонат, песчаник или сланец), но будут представлять собой смесь карбонатных, песчаниковых и глинистых минералов. В результате большинство кислотных работ состоят как из соляной, так и из плавиковой кислоты, причем соотношение и сила 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).

Обработка глинистой кислотой. Это смесь соляной и плавиковой кислот. Назначение - воздействие на песчаники и песчано - глинистые породы и глинистую корку. Основным условием применения является отсутствие карбонатов в породе (до 0,5 %). Соляная кислота, растворяя карбонатные компоненты, не взаимодействует с силикатами и каолинами терригенных коллекторов, на которые воздействует плавиковая (плавиковая) кислота. В то же время резко карбонатный цементирующий материал и глинистое вещество. Поэтому смеси HCl и HF называются глинистой кислотой. Большее применение на месторождении нашли комплексные обработки скважин, т.е. сочетание, например, уплотняющей перфорации с закачкой кислоты, уплотняющей перфорацией и воздействием ПГД БК, кислотной обработки и гидродинамическим воздействием и т. п. К сожалению, сложно оценить технологическую эффективность применения комплексных обработок на добывающих скважинах поскольку мероприятия проводились преимущественно при вводе скважин в эксплуатацию, при переводе в нагнетательный фонд [1].

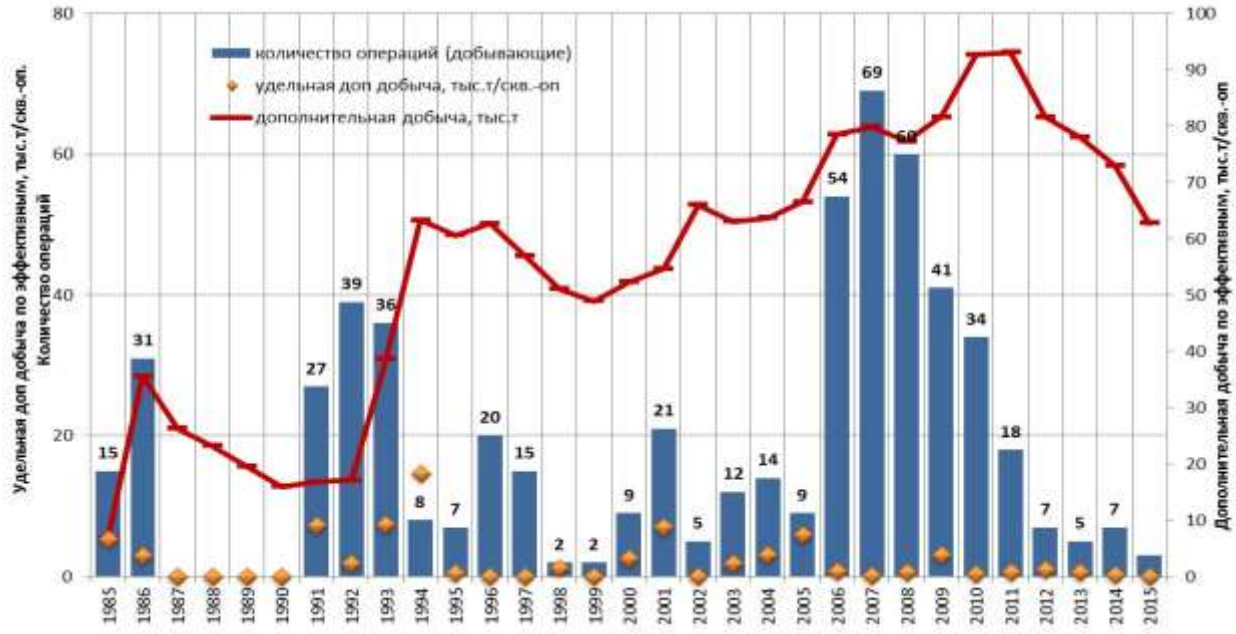



***Рис. 1. Эффективность ОПЗ на добывающих скважинах Чкаловского месторождения***

Длительная закачка сильно разбавленных (от 0,02 до 0,05 % HCl) кислотных растворов оказалась успешной в восстановлении работоспособности трех поврежденных нагнетательных скважин. Внедренные протоколы позволили восстановить номинальные показатели приемистости скважины и номинальные характеристики нагнетательного насоса. Протоколы закачки (скорости разбавления кислотой, промывка водой) могут быть разработаны для адаптации к различным механизмам источника повреждения. Положительный эффект также отмечается и после обработки нагнетательной скважины № 63. После проведения уплотняющей перфорации и воздействия пороховым генератором давления получено увеличение дебита безводной нефти с 4,3 до 8,5 т/сут. Дополнительный отбор нефти оценивается в 3,8 тыс. т, продолжительность эффекта – более 20 месяцев.

Литература

1. Виктория В.Д., Бычков Н.П. "Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам" – М. Недра, 2014.
2. Кудинов В.И., Сучков Б.М., "Интенсификация текущей добычи нефти", "Нефтяная промышленность 2019, – № 7.
3. Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г. "Совершенствование технологии разработки неэффективных нефтяных месторождений Самары" Самаранефтегаз 2018

## УЛУЧШЕНИЕ СЕПАРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ С ПОМОЩЬЮ МАГНИТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

**[1]Гараев Г.Т.**

Научный руководитель академик Р.Э. Эседулаев[2]

***[1]Международный университет нефти и газа им. Ягшигелди Какаева, г. Ашхабад, Туркменистан***

***[2]Академия наук Туркменистана, г. Ашхабад, Туркменистан***

Качественное улучшение выделения тяжёлых компонентов $C_{5+}$ воды из газоконденсатных потока является актуальной проблемой подготовки газа в нефтегазопромысловой практике. Имеющиеся сепарационные установки не дают возможности в достаточной мере обеспечить эффективное разделение, что приводит к существенным потерям конденсата и серьёзным технологическим осложнениям.

Особую важность эта проблема приобретает в условиях морских месторождений, где первичные сепарационные установки на морских основаниях объективно не могут обеспечить достаточно высокую степень сепарации и осушки и с газовым потоком уносится заметное количество конденсата, воды. Если учесть, что морские основания связаны с береговой схемой подготовки газа подводным трубопроводом, то скопление жидкостной системы на определённых участках трубопровода, гидратообразования вызывают значительные трудности в обеспечении нормального технологического процесса в целом.

Существенные улучшения на экстенсивной основе, качества первичной подготовки газа в морских условиях в настоящее время не представляется возможным, главным образом, из-за ограниченности технологического пространства морских платформ. Комплексная была проведена в результате которой, на основе определённых теоретических и экспериментальных исследований выявлена возможность существенной интенсификации сепарационной способности газоконденсатного потока путём воздействия магнитными полями.

Полученные результаты апробированы и подтверждены в промысловых условиях. Проведены также промышленные испытания магнитно-сепарационного воздействия, газоконденсатный поток подвергался воздействию поперечного магнитного поля (0,06-0,2 тл) электромагнитов, установленных у входа рабочего сепаратора. При этом количество выделившегося в сепараторе конденсата повысилось в среднем на 6 %.

При каждом конкретном случае внедрения необходимо учесть следующие положения, которые являются основополагающими для обеспечения эффективности магнитного способа интенсификации сепарационного процесса в газоконденсатных системах:

По сравнению с постоянным магнитным полем воздействие переменного поля приводит к значительно большему эффекту усиления сепарационных свойств.

Переменное магнитное поле можно создать с помощью электромагнита, подключённого к сети переменного тока. При этом часть рабочего трубопровода, проходящего через магнитный зазор, должна быть из не магнитоактивного материала.

Учитывая специфические условия морских месторождений в качестве источников магнитных полей более целесообразно использование постоянных магнитов. При этом переменность магнитного воздействия на поток можно обеспечить за счёт конвективного изменения поля при прохождении жидкостной системы через определённую последовательность силовых зон постоянных магнитов, где проявляется пространственная градиентность индукции поля. Проведённые исследования показали, что для достаточной выраженности магнито-сепарационного воздействия необходимо обеспечить по меньшей мере двадцатикратное пересечение потоком магнитных полюсов.

Исходя из определённых ионно-электростатистичеких предпосылок экспериментально установлено, что наличие высокополянного компонента – воды в газоконденсатном потоке является необходимым условием проявления операционного воздействия магнитного поля. Гетерогенность потока, т.е. наличие нефти, парафина, асфальтенов, смол и др. компонентов потоке также способствует интенсификации сепарационного процесса при воздействии магнитных полей.

Выраженность магнито-сепарационного воздействия проявляясь неоднозначно, может количественно варьировать в широком интервале значений, что объясняется многофакторностью процесса. Степень выраженности магнитного воздействия определяется комплексом макро и микрофакторов, некоторое из которых носят объективно неконтролируемый характер. Есть основания считать, что при этом, определённую роль играет и конкретное состояние солнечной и земной магнитной активности. Исходя из этого, эффективность магнито-сепарационного воздействия должна оцениваться не единичными наблюдениями, а путём обобщения результатов на основе статистической обработки.

Эффективность магнито-сепарационного воздействия обязательно возрастает с увеличением индукции магнитного поля и ввиду отсутствия возможности априорной оценки, оптимальное значение величины должно в каждом конкретном случае внедрения оценивается специальными предварительными опытами. В проведённых исследованиях, наиболее благоприятными оказались поперечные магнитные поля в интервале 0,1 – 0,2.

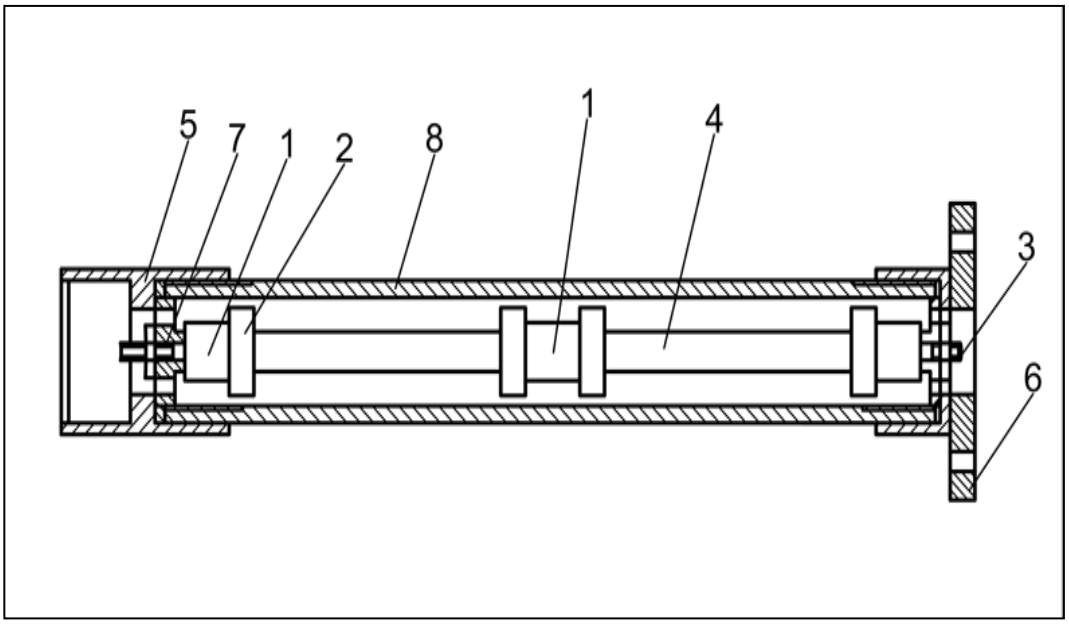



***Рис. Конструкция магнитоустройства:***
***1- постоянные цилиндрические магниты; 2- магнитные полюса; 3- немагнитный стержень;***
***4- промежуточные цилиндры; 5- муфта; 6- флянец; 7- центратор; 8- труба***

Как видно, в представленном устройстве, цилиндрические магниты, с определённым интервалом, насаженные на единую металлическую ось из немагнитного материала (медь, латунь и т.п) и расположены на магнитоактивной трубе, играющей роль высшего магнитопровода. Материал трубы должен быть магнитомягким (например, малоуглеродистая сталь) и в этом качестве можно использовать обычную насосно-компрессорную трубу. Рабочий поток проходит через зазор между магнитными полюсами и внутренней поверхностью трубы, подвергаясь при этом многократному воздействию поперечного магнитного поля в интервале от 0,05 - 0,2 тл.

Каждая магнитная секция состоит из цилиндрического постоянного магнита с большой коэрцитивной слой и остаточной индукцией и полюсных наконечников из магнитомягкого материала. Для исключения заметного взаимодействия между смежными магнитными полями, магнитные секции устанавливаются на определённом расстоянии (не менее 30 мм) друг от друга с помощью промежуточных цилиндров на немагнитный материал. Размеры рабочего зазора должны определяться, исходя из необходимости обеспечения оптимального значения магнитного поля в интервале 0,1 - 0,2 тл. Например, если использовать постоянные магниты, имеющиеся в противонакипных магнитных устройствах завода, то для обеспечения требуемого значения магнитного поля, кольцевой зазор между полюсными наконечниками и внутренней стенкой трубы не должен превышать 3 мм.

При этом, для обеспечения необходимой пропускной способности, можно создать секции из соответствующего числа устройств, параллельно соединённых между собой. Используя более сильные и более крупные магниты, можно многократно увеличить рабочий зазор. Для обеспечения многократности пересечения потоком магнитных полюсов нетрудно обеспечить с помощью указанного воздействия соединённых последовательно соответствующего числа магнито-сепарационного устройства.

Литература

1. Мирзаджанзаде А.Х., Садыхзаде Э.С., Рамазанов Э.Э. Анализ технологических процессов при разработке морских нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Методическое руководство – Баку: Изд-во АТКЗ нефти и химии им. М. Азизбекова. Том II. 1983. – 76 с.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Садыхзаде Э.С., Рамазанов Э.Э. Анализ технологических процессов при разработке морских нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Методическое руководство – Баку: Изд-во АТКЗ нефти и химии им.М.Азизбекова, Том I. 1983.

## АНАЛИЗ НЕРАВНОМЕРНОСТИ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ СОЗДАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОВЫХ ХРАНИЛИЩ В ТУРКМЕНИСТАНЕ

**Гелдимурадов А.Г., Агалыев С.Д.**

***Международный университет нефти и газа им. Ягшигелди Какаева, г. Ашхабад, Туркменистан***

Увеличение добычи природного газа в Туркменистане, обусловленное спросом потребителей на внутреннем и внешнем рынках, его динамичным развитием, является свидетельством того, что в перспективе будет повышаться экспортный потенциал страны, поступательно развиваться экономика и, в итоге, улучшаться социально-бытовые условия жизни населения.

Вместе с тем, в потреблении природного газа внутренними потребителями и экспортёрами наблюдаются неравномерности, связанные с сезонными и природными аномалиями. С ростом общего объёма потребления добываемого газа повышается амплитуда неравномерности. Для устранения подобных неравномерностей в системе транспортировки газа и при разработке газовых месторождений, возникает необходимость дополнительных месторождений или регулирующих объёмов.

Как известно из зарубежного опыта [1], неравномерность коэффициента потребления природного газа в течение года анализируется как одно из условий обоснования использования подземных газовых хранилищ. Для оценки неравномерности газопотребления в Туркменистане и необходимых резервных объёмов, были проанализированы показатели добычи и потребления газа в течение календарного года (рис. 1).

Коэффициент неравномерности общего потребления природного газа по Туркменистану, с учетом экспорта, меняется в пределах 0,82 - 1,3. В период с апреля по октябрь месяцы каждого года видно, что коэфициент неравномерности резко уменьшается, а в оставшиеся пять холодных месяцев он значительно повышается. В промышленном секторе коэфициент неравномерности, в основном, меняется в пределах 0,89-1,08 и не имеет большого разброса значений. При анализе неравномерностей в системе экспорта видно, что его коэффициент меняется в пределах 0,89-1,17. Самая большая разница коэффициента неравномерности по месяцам приходится на систему жилищно-коммунального хозяйства, т.к. объем газа, используемый для отопления домов и других сооружений, в соответствии с сезоном меняется в широких пределах. Периодами коэффициент неравномерности потребления газа в жилищно-коммунальном хозяйстве, в отличие от других систем газопотребления, меняется в пределах 0,4 - 1,9.

Как видно из динамики коэффициента неравномерности потребления природного газа за последние 5 лет (рис. 2), наиболее холодными были третий и пятый годы. Именно в эти месяцы заметна значительная неравномерность сезонного потребления природного газа, хотя единая тенденция наблюдается во все анализируемые годы: летом потребление газа снижается, а в зимние месяцы – увеличивается. Например, в 3-й год такое увеличение было более чем в 2 раза (206 %). Безусловно, регулированием только дебитов и количества работающих имеющихся эксплуатационных скважин такого увеличения мощности по добыче газа достичь весьма трудно, на грани форс-мажорной ситуации.

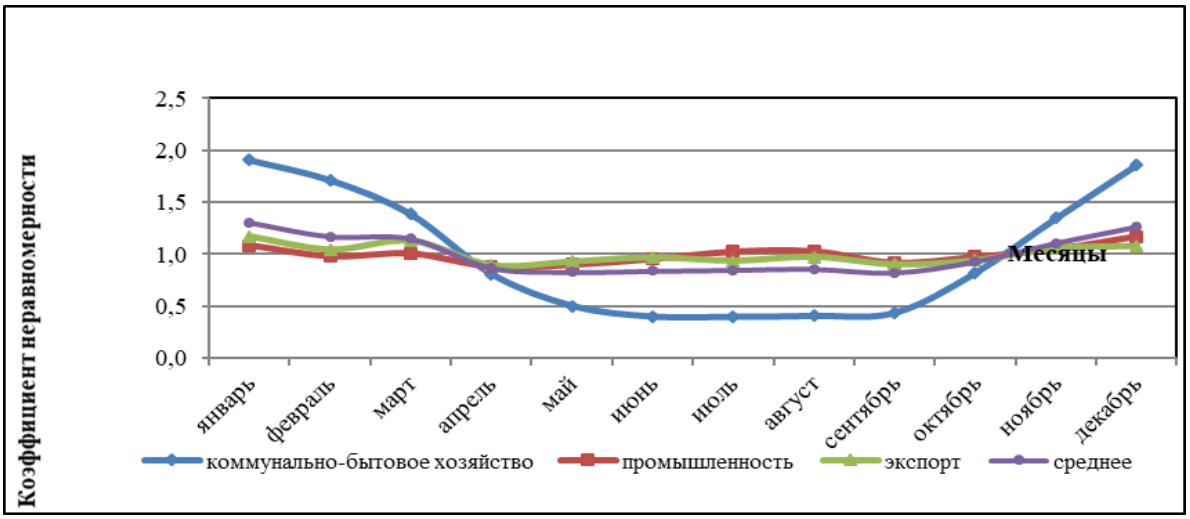



***Рис. 1. Динамика потребления природного газа различными потребителями в течение года***

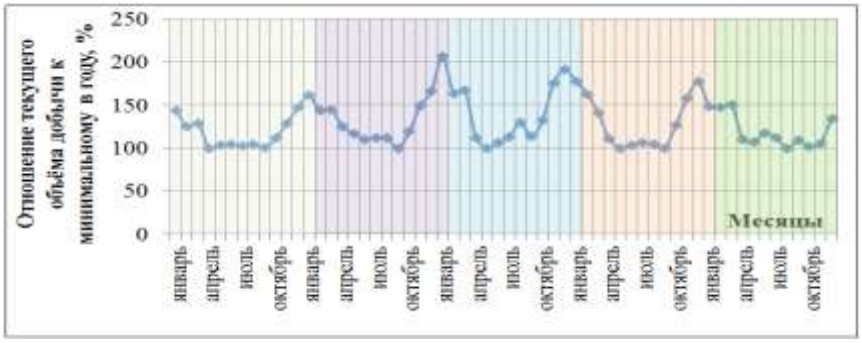



***Рис. 2. Динамика превышения добычи природного газа по отношению к ежегодному минимальному объему***

В 70-80-х годах прошлого века добытый в Туркменистане природный газ использовался в небольших количествах для внутреннего потребления в южных районах СССР. Основное следствие этого – отсутствие масштабных сезонных неравеномерностей потребления и отбора газа. В большинстве случаев месторождения «Шатлык», «Довлетабат», «Малай», «Гарашсызлыгын 10 йыллыгы» и «Ёлгуйы», находящиеся на разных, но в основном начальных, стадиях разработки, использовались в определённой мере в качестве регуляторов неравномерной потребности в газе до тех пор, пока не будет извлечено около 50-60 % начальных запасов газа. Пока идет опережающее бурение скважин и поэтапное освоение месторождения, избыточной мощности будет достаточно для регулирования сезонной неравномерности потребления газа. В дальнейшем, при выходе на проектный уровень добычи природного газа, использование газовых месторождений в качестве регулирующего объёма потребует дополнительных мощностей, что экономически не оправдано. Кроме того, регулирование дисбаланса добычи и потребления газа только с помощью форсирования или «зажатия» скважин, снижает эффективность и стабильность эксплуатации газопроводной системы. Если не соблюдать условия сбалансированной добычи, это может привести к снижению конечного коэффициента газоотдачи залежей, разрабатываемых на завершающей фазе, или защемлению части запасов из-за обводнения продуктивных пластов.

В таком случае считаем целесообразным создание подземных хранилищ газа, основное назначение которых – покрытие и регулирование суточных, сезонных и экспортных неравномерностей в потреблении газа.

Хотя вопрос о создании подземного газового хранилища в Туркменистане и ранее неоднократно обсуждался учёными и экспертами, он считается недостаточно изученным с практической точки зрения. В [2] исследовался вопрос создания подземного газового хранилища в соляных полостях Туркменистана и пришли к выводу, что существуют необходимые геолого-литологические условия для создания резервуаров в соляной толще Репетекского и Чалгеришбабского участков. Однако здесь, в первую очередь, встаёт необходимость решения экологических проблем, связанных с использованием соли, которая будет добываться для создания соляной полости. Небольшие размеры создаваемого подземного резервуара (примерно 700-750 миллионов кубометров) также снижают его привлекательность на предмет строительства подземного хранилища газа.

Вопрос создания подземного строительства газа в пористых пластах с геологической точки зрения исследован в [3]. Особенностью газовых месторождений Туркменистана является залегание на глубине не менее 2000 м, а в основном – на глубине около 3000 м. По опыту создания подземных хранилищ газа в выработанных пластах, глубина их залегания составляет обычно не более 1300 м. Кроме того, выработанные месторождения имеют устаревшую инфраструктуру, качество цементного камня вокруг скважин вряд ли будет отвечать требованиям герметичности скважин и пластов. Нефтяные месторождения залегают на меньшей глубине, однако, они расположены в основном на западе Туркменистана, где имеющиеся запасы природного газа успешно используются на внутреннее газопотребление, а излишки – на экспорт и переработку. Эти факты ограничивают возможность создания подземных хранилищ газа в выработанных нефтяных и газовых месторождениях Туркменистана.

Имеется несколько водоносных структур, отвечающих требованиям, предъявляемым к пористым резервуарам для строительства подземных хранилищ газа. К ним относятся структуры Март, Чохтакыр, Восточный Одемерген и другие. Они залегают на оптимальной глубине, достаточны по объему. В связи с этим необходимо выполнить их детальную доразведку, составить план проектных работ и остальных этапов создания подземных хранилищ газа.

Таким образом, строительство подземных хранилищ газа в Туркменистане является актуальной и необходимой реальностью. Пилотный проект по строительству подземного газового хранилища в Туркменистане рекомендуется осуществить в водоносных пластах. Создание подземных хранилищ газа в Туркменистане будет содействовать в основном: регулированию неравномерности сезонного газопотребления; хранению газа в качестве дополнительного источника энергетических ресурсов в случае наступления аномальных зимних холодов; регулированию неравномерностей поставок экспортируемого газа; обеспечению бесперебойных поставок газа потребителям в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в системе газопроводов; созданию долгосрочного запаса при возможных неполадках в системе добычи и транзита газа в качестве предупредительных мер.

Литература

1. Басарыгин, Ю.М. Теория и практика создания подземных хранилищ газа [Текст] / Ю. М. Басарыгин, В. Д. Мавромати, А. Н. Черномашенко. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2012. – 518 с.

2. Гельдимурадов, А. Г. Особенности бурения горизонтальных скважин при строительстве подземных гранилищ газа [Текст] / А. Г. Гельдимурадов // Нефть, газ и минеральные ресурсы Туркменистана. – 2021. – № 4 (55). – С. 28 – 31.
3. Geldimyradow, A. G. Ýerasty innowasion gaz saklawhanalarynyň ylmy esaslary [Text] / A. G. Geldimyradow. – A.: Ylym, 2021. – 207 s.

## ОБОСНОВАНИЕ УЧЕТА ПАРАМЕТРА ПЛОТНОСТИ СЕТКИ СКВАЖИН ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТИПАХ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

**Денисов В.И.[1,2]**
Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина[1]
***[1]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***
***[2]АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия***

Плотность сетки скважин (ПСС) в нефтепромысловом деле является очень важным параметром, определение которого позволяет сделать выводы касательно коэффициента охвата, нефтеотдачи и системы разработки в целом. Однако исходное определение ПСС как площади залежи, приходящейся на одну вертикальную скважину, в настоящее время осложняется применением различных методов заканчивания.

Целью данной работы является обоснование необходимости разработки единой унифицированной методики для определения параметра ПСС для скважин с различными типами заканчивания.

Стоит отметить, что одним из важных моментов является обоснованный учет наличия в проектируемой или существующей сетке скважин с горизонтальным (ГС), боковым горизонтальным стволом (БГС), гидравлическим разрывом пласта (ГРП) и многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП). В настоящее время существующие подходы к оценке плотности сетки скважин значительно отличаются. Таким образом, ниже представлен анализ имеющихся источников по определению параметра ПСС для скважин с разными типами заканчивания.

***Таблица 1***

***Значение плотности сетки скважин в зависимости от типа заканчивания скважины***

| № | Тип заканчивания | Значение параметра ПСС, доли ед. | Ограничения при применении формул |
|---|---|---|---|
| 1 | Гидравлический разрыв пласта | $S_i = \frac{F_0}{n_1 + x * n_2} * ln\left(\frac{\text{КИН}_i}{\text{К}_\text{в}}\right)$ | - коллектор терригенный, гидродинамически связный;<br>- пласт малой толщины;<br>- сетка скважин - треугольная или квадратная;<br>- система разработки площадная, рядная или приконтурная. |
| 2 | Многостадийный гидравлический разрыв пласта | Нет единой методики для определения | |
| 3 | Горизонтальные скважины (формула Мулявина) | $S_V = \frac{S_{\text{залежи}}}{N_{\text{ВС}} + \alpha(L) * N_{\text{ГС}}}$ | - коллектор терригенный, гидродинамически связный;<br>- пласт малой толщины;<br>- сетка скважин - треугольная или квадратная;<br>- система разработки площадная, рядная или приконтурная. |
| 4 | Зарезка боковых стволов | Нет единой методики для определения | |
| 5 | Наклонно-направленные скважины | $S_{\text{общ.д+н}} = \frac{S_{\text{общ}}}{N_\text{д} + N_\text{н}}$ | Не уточняется |
| 6 | Вертикальные скважины | $S_{\text{общ.д+н}} = \frac{S_{\text{общ}}}{N_\text{д} + N_\text{н}}$ | Не уточняется |
| 8 | Многозабойные скважины | Нет единой методики для определения | |

Из таблицы выше видно, что для многих типов заканчивания скважин отсутствует методика определения плотности сетки скважин. Кроме того, для имеющихся формул по определению указанного параметра существует большое количество допущений, что говорит о том, что рассчитанные значения будут отличаться от практических.

Далее рассмотрим вопрос применимости одной из приведенных выше формул - формулы Мулявина. Анализ будет произведен на основе литературного и аналитического обзора. Наиболее наглядно неточности при определении ПСС по указанной формуле можно увидеть на примере рассмотрения такого параметра как азимутальный угол горизонтального ствола скважины. В работе А.Р. Сарварова, В.В. Литвина (ОАО «ТНК-Нижневартовск») и И.В. Владимирова, О.С. Тюфякова, Т.Г. Казакова (НПО «Нефтегазтехнология») [1] рассматривается модельный участок с

различным расположением нагнетательных и добывающих скважин, а также различные варианты направлений горизонтальных стволов скважин на этой схеме (рис. 1).

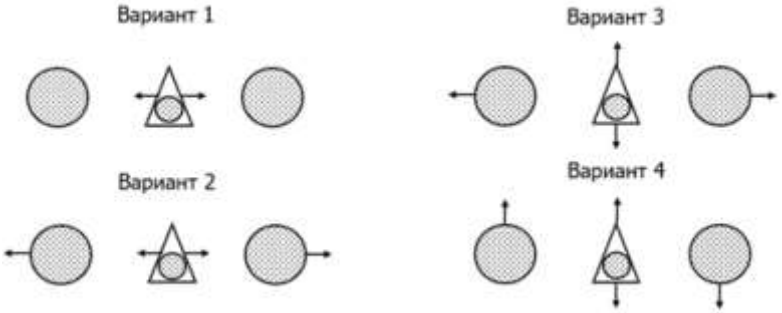



***Рис. 1. Варианты расположения направления стволов горизонтальных скважин при определении параметра ПСС [1]***

Авторами приведенной работы были проанализированы следующие случаи:

В первом варианте горизонтальных скважин – одна (нагнетательная), а вертикальных - две (добывающие);

Во втором варианте все скважины (и добывающие, и нагнетательная) являются горизонтальными, при этом их стволы находятся на одной прямой и направлены в противоположные стороны;

В третьем варианте все скважины (и добывающие, и нагнетательная) являются горизонтальными, при этом стволы добывающих скважин находятся на одной прямой, противоположно направлены друг другу и перпендикулярны направлению ствола нагнетательной скважины;

В четвертом вариант все скважины (и добывающие, и нагнетательная) являются горизонтальными, при этом стволы всех скважин параллельны друг другу, а направление стволов добывающих скважин – противоположное.

***Таблица 2***

***Расчеты для разных вариантов расположения скважин***

| Вариант | Коэф-т нефтеизвлечения, доли ед. | Коэф-т охвата, доли ед. | Коэф-т х, доли ед. |
|---|---|---|---|
| 1 | 0,332 | 0,49 | 0,95 |
| 2 | 0,470 | 0,69 | 1,92 |
| 3 | 0,476 | 0,70 | 1,99 |
| 4 | 0,452 | 0,67 | 1,73 |

Таким образом, по результатам приведенных выше расчетов (таблица 2) становится понятно, что коэффициент, учитывающий «вес» горизонтальной скважины при определении параметра ПСС, принимает значение, наиболее часто используемое в промысловой практике, два (1 горизонтальная скважина эквивалентна 2 вертикальным) только тогда, когда стволы ГС расположены так, чтобы достигался максимальный КИН. Для других вариантов расположения ГС это соотношение ниже и изменяется от 0,95 до 1,73. Очевидно, что неудачное расположение ствола ГС будет соответствовать меньшему значению коэффициента плотности сетки скважин.

Кроме того, по результатам приведенной работы становится понятно, что формула Малявина не всегда точна, так как она не учитывает азимутальный угол скважин, что значит, что в зависимости от направления горизонтального ствола скважины значение ПСС, определяемое этой формулой может отличаться от действительного.

Таким образом, в ходе анализа доступных источников, обобщения, систематизации и исследования результатов ранее проведенных работ других авторов, было выявлено, что параметр плотности сетки скважин в своем текущем виде не обеспечивает достаточной полноты получаемых данных. То есть, невозможно достоверно и с высокой точностью определить коэффициент извлечения нефти, а также выбрать оптимальный вариант системы разработки.

Данная тенденция подтверждается таблицей 1, из которой видно, что для многих типов заканчивания скважины отсутствует методика определения плотности сетки скважин. Кроме того, для имеющихся формул по определению указанного параметра существует большое количество допущений, что говорит о том, что рассчитанные значения будут отличаться от практических.

Литература

1. Сарваров А.Р., Владимиров И.В. Влияние расположения ствола горизонтальной скважины на коэффициент извлечения нефти и плотность сетки скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 12. – С. 61 – 63.
2. Щелкачев В.Н. Влияние на нефтеотдачу плотности сетки скважин и их размещения // Нефтяное хозяйство. – 1974. – №6. – С. 26-30.
3. Щелкачев В.Н. О подтверждении упрощенной формулы, оценивающей влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу // Нефтяное хозяйствово. – 1984. – № 1. – С. 30 – 33.
4. Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д. Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1975. – 175 с.

## ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРИ ЗАКАЧКЕ В ПОРИСТУЮ СРЕДУ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ ПАВ

**Джалаев П. Б., Анналыев П. Х.**
Научный руководитель доцент М. Гафурова
***Международный университет нефти и газа им. Ягшигелди Какаева, г. Ашгабат, Туркменистан***

Эксперименты по закачке водного раствора ПАВ в отсутствии и наличии магнитного поля были проведены на установке, аналогичной установке, приведенной на рис.

Образец пористой среды составляется на однородном карбонатном песке размером зерен d = 0,4 мм. Концентрация закачиваемого в пористые среды водного раствора ПАВ (тринатрийфосфат) составляет 0,1 %.

В первой серии экспериментов пористая среда насыщается необработанной магнитным полем раствором ПАВ. Затем при установившихся расходах определяется зависимость Q = Q(ΔP).

Во второй серии экспериментов пористая среда насыщается раствором ПАВ, предварительно обработанной постоянным магнитным полем напряженностью 550 эрстед с последующим определением зависимости Q = Q(ΔP).

Результаты этих серий приведены в табл. 1 и на рис. 1.

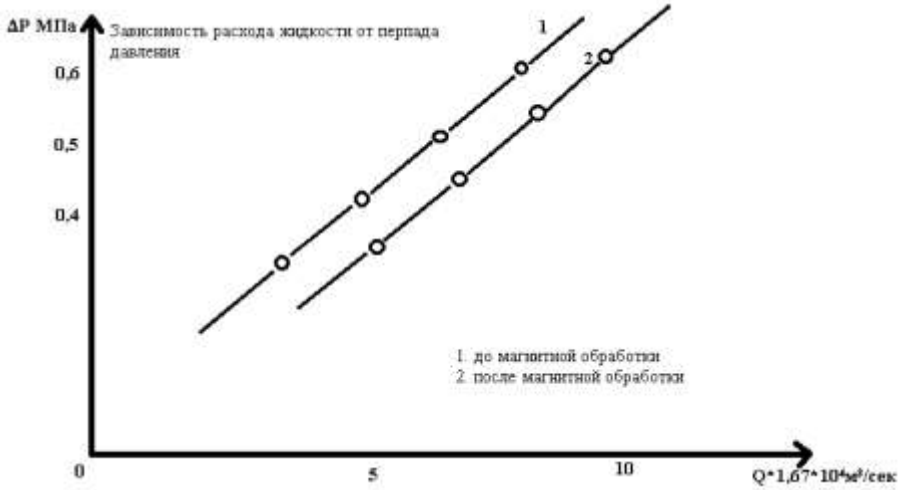



***Рис. 1. I - До магнитной обработки; II - ] I - После магнитной обработки***

***Таблица***

***Результаты экспериментов по определению зависимости расхода жидкости от перепада давления***

| До обработки магнитным полем | | | После обработки магнитным полем | | |
|---|---|---|---|---|---|
| $V*10^6м^3$ | Т, сек. | ΔP МПа | $V*10^6м^3$ | Т, сек. | ΔP МПа |
| 10 | 120 | 0,4 | 1,3 | 120 | 0,4 |
| 20 | 240 | 0,4 | 26 | 240 | 0,4 |
| 13 | 120 | 0,5 | 16 | 120 | 0,5 |
| 26 | 240 | 0,5 | 32 | 240 | 0,5 |
| 16 | 120 | 0,6 | 19 | 120 | 0,6 |
| 32 | 240 | 0,6 | 38 | 240 | 0,6 |

Как видно из кривых Q = Q(ΔP) на рис. 1 расход жидкости при одних и тех же перепадах давления в результате магнитной обработки водного раствора ПАВ увеличивается.

Это свидетельствует об улучшении фильтрационных свойств системы пористая среда – водный раствор ПАВ.

Литература

1. Мирзаджанзаде А.Х., Садыхзаде Э.С., Рамазанов Э.Э. Анализ технологических процессов при разработке морских нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Методическое руководство – Баку: Изд-во АТКЗ нефти и химии им.М.Азизбекова. Том II. 1983.- 128 с.

# КОРРЕКЦИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

**Залялетдинова М.А.**
Научный руководитель доцент М.О. Коровин
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

В настоящее время среди существующих месторождений углеводородов прослеживается тенденция их пребывания на стадии истощения. Разработка уже существующих месторождений нуждается в оптимизации и повышении эффективности их эксплуатации. Вследствие данных факторов в настоящее время активно внедряются новые технологии и подходы для решения подобных комплексных задач. Одним из подходов является построение геологических (ГМ) и гидродинамических (ГДМ) моделей залежей. Фактически, перед исследователями и сотрудниками нефтегазодобывающего сектора стоит задача максимально увеличить коэффициент извлечения нефти.

Существующие достижения в реализации расчётов и различных вариантов прогноза позволяют максимально детально подойти к созданию очень точных объёмных моделей месторождений и, что самое важное, качественно прогнозировать добычу углеводородов на период разработки.

Создание гидродинамической модели – это не финальный шаг проведения расчётов. Как правило, приходится проводить адаптацию модели к реальным данным добычи. В том случае, когда технологическими параметрами добиться адаптации невозможно, приходится более пристальное внимание обращать на первоначальные геолого-физические свойства пород-коллекторов. Одним из таких свойств является проницаемости коллекторов.

Фильтрация в пласте во многом определяется проницаемостью, оказывающей существенное влияние на течение флюида и, соответственно, это сказывается на дальнейших технологических показателях разработки. В связи с этим, первоначальные значения проницаемости могут быть подвергнуты существенной модификации после апскейлинга геологической модели. Однако, при адаптации модели, необходимо помнить про сохранение геологических особенностей пласта и их распространение.

Первоначальным этапом является определение статических характеристик пластов-коллекторов, таких как коэффициенты пористости и проницаемости, по данным геофизических исследований. Интерпретация вышеупомянутых параметров необходима для инициализации первичного расчета модели прогноза данных добычи. Следующими закономерными этапами являются построение геологической модели и ее дальнейшее ремасштабирование для построения ГДМ, после чего производится ее адаптация.

Таким образом, результатом всех проделанных шагов являются значения проницаемости по данным результатов интерпретации ГИС, проницаемость после апскейлинга ГМ и проницаемость адаптированной ГДМ.

Полученные значения проницаемости, зачастую, могут разниться, так как в процессе адаптации гидродинамической модели, значения рассматриваемого параметра подбираются таким образом, чтобы расчетные показатели были максимально приближенны к данным фактическим [2]. В связи с этим, возникает необходимость ввода корректировок для коэффициента проницаемости в ГДМ.

Для решения данной задачи, рядом авторов были предложены различные варианты по введению корректировок для получения необходимых значений проницаемости в адаптированной модели. В данной статье будет рассмотрено два наиболее удачных способа: корректировки по значениям пористости в соответствии с Сметкиной М.А. [3] и по учету значений плотности породы в соответствии с Репиной В.А. [2].

Первый способ базируется на зависимости проницаемости от пористости, полученной по данным керновых исследований. Суть его заключается в разбиении интервалов пористости в соответствии с изменением проницаемости в пределах определенных диапазонов значений. Также были заданы предельные значения в соответствии с полученной эмпирической зависимостью. Таким образом, данная методика подразумевает проверку уже адаптированной проницаемости на то, попадают ли ее значения в установленный диапазон, в зависимости от того, какая величина пористости содержится в ячейке ГДМ. Если значение выбивается из принятых граничных значений, то, в такой ситуации, происходит присвоение проницаемости граничных значений. В результате данной процедуры представляется возможным исключение завышенных или заниженных величин проницаемости, что позволяет в дальнейшем получить большую сходимость с историческими данными.

Вторая методика подразумевает учет большего спектра петрофизических параметров, так как ранее рядом авторов уже было установлено их значительное влияние на качество адаптации модели [1]. В данном случае дополнительным параметром, по которому по керновым данным строилась зависимость с проницаемость, стала объемная плотность пород. В остальном методика данного способа схожа с описанным ранее в настоящей статье. Происходит разбивка на регионы в соответствии с классом плотности пород и выявление эмпирических уравнений зависимости. Результатом внесенных правок стало уменьшение флуктуаций значений проницаемости и получений большей сходимости с историческими данными разработки. Принципиальная схема реализации расчетов по методам отражена на рисунке 1.

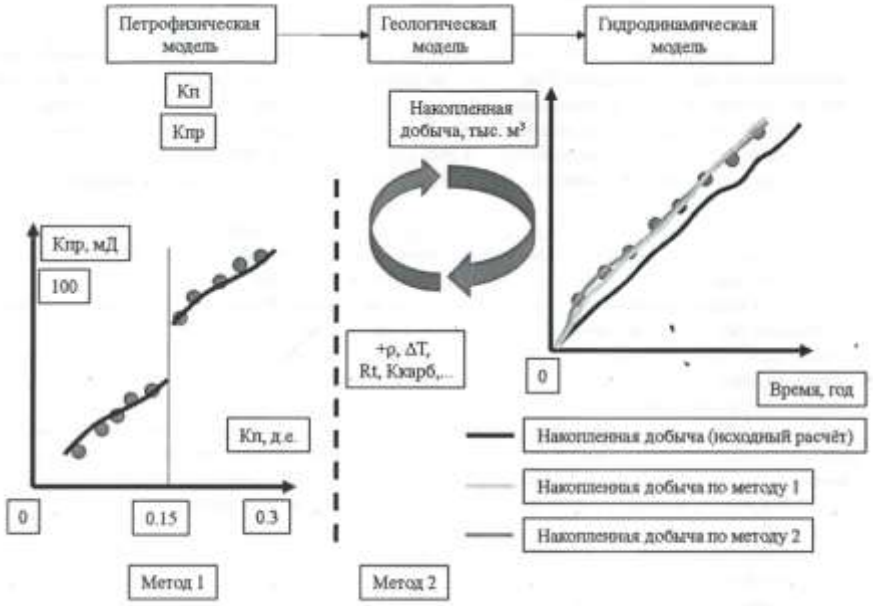



***Рис. 1. Принципиальная схема коррекции проницаемости***

Таким образом, введение корректировок проницаемости позволяет получить большую сходимость с фактическими данными, следовательно, достичь более достоверного прогноза показателей разработки с помощью ГДМ.

Литература

1. Дерюшев А.Б. О необходимости сопоставления геологических и гидродинамических характеристик залежей по данным трехмерного моделирования на примере продуктивного пласта Тл2-б Ножовского месторождения нефти // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. № 13. С. 15-25. DOI: 10.15593/2224- 9923/2014.13.2
2. Репина В.А. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти) / В.А. Репина, В.И. Галкин, С.В. Галкин // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 268-274. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268
3. Сметкина М.А., Мелкишев О.А., Присяжнюк М.А. Уточнение значений проницаемости при адаптации гидродинамической модели // Недропользование. – 2020. – Т.20, – №3. – С.223 – 230. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.3.3

## АНАЛИЗ СИСТЕМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С БОЛЬШИМ ЭТАЖОМ ГАЗОНОСНОСТИ

**Какаев И.Я., Беглиев Б.**

Научный руководитель старший преподаватель О.О. Бердимырадова

***Международный университет нефти и газа им. Ягшигелди Какаева, г. Ашхабад, Туркменистан***

Как отмечалось выше, по условиям образования газов и условиям формирования газовых месторождений все или почти все коллекторские пласты, залегающие в газоносных структурах ниже газа упорной покрышки, должны содержать газовые залежи. Это относится, конечно, только к свитам, залегающим вблизи газоматеринских пород. Так как коллекторские породы, особенно песчаники, залегают обычно пачками, переслаиваясь с глинами, то большая часть газовых месторождений, особенно приуроченных к антиклинальным структурам, является многопластовой. Стратиграфические месторождения также бывают многопластовыми, хотя среди них более обычны месторождения одно пластовые или месторождения, в которых залежи смещены одна относительно другой.

Во многих случаях в многопластовых месторождениях один-два верхних пласта являются газоносными, а нижние - нефти и газоносными.

Необходимо указать, что понятие «газоносный пласт» или «газоносный горизонт» является не совсем точным. Во многих случаях, особенно в песчано- глинистых свитах, наблюдается частое переслаивание песчаников и глин, причем число отдельных песчаных прослойков может достигать нескольких сотен. Очевидно, что в этом случае ни при разведке, ни при подсчете запасов, ни при эксплуатации нельзя выделять каждый прослоек в отдельный объект. Отдельные сближенные песчаные газоносные прослойки обычно имеют одинаковое давление и часто непосредственно сообщаются между собой, так как глинистые прослойки не выдерживаются в пределах всей площади газового месторождения [1].

Поэтому трудно выделить отдельные эксплуатационные объекты из мощной газоносной песчано-глинистой толщи, и, следовательно, решение этой задачи бывает условным. Основанием для выделения эксплуатационных объектов или горизонтов являются: наличие более или менее мощных выдержанных глинистых разделов (обычно мощностью более 10-15 м); различие пластовых давлений, литологии, проницаемости и стойкости пород; различие контуров газоносности; различие режимов пластов (возможность наступления контурных вод); наличие промышленной нефтяной оторочки и т. д.

Понятно, что никаких общих рецептов для определения границ эксплуатационного объекта дать нельзя. Иногда, например, в случае малодебитной и при большой глубине залегания, целесообразно эксплуатировать совместно пласты, разделенные прослойками мощностью несколько десятков метров. Но если в одном из двух пластов на том или ином участке имеется промышленная нефть или близко расположена контурная вода, то необходимо раздельно эксплуатировать пласты, разделенные даже прослойками глины мощностью 2-3 м.

В настоящее время газоносные горизонты большинства месторождений выделяются в основном в зависимости от наличия мощных (не менее 10-15 м) газонепроницаемых разделов.

Планирование разработки многопластовых месторождений, где газовые залежи в различных пластах располагаются друг над другом на одной площади, существенно отличается от планирования разработки месторождений, где газовые залежи смещены одна относительно другой. Большое значение имеет также соотношение запасов отдельных пластов, которое определяет порядок ввода пластов в разработку.

Можно выделить месторождения, в которых отдельные газовые залежи приблизительно равнозначны, и месторождения, в которых один пласт содержит подавляющее количество газа. Малай известны месторождения и того и другого характера. Таким образом, для нас является актуальной задача планирования разработки как однопластовых, так и многопластовых месторождений. Мощность газоносных отложений.

Говоря о мощности газоносных отложений, различают:

- мощность газоносного комплекса - общую мощность пород, в которых залегают газоносные пласты;
- эффективную мощность газоносных пластов - суммарную мощность всех продуктивных пластов данного месторождения.

Эти понятия аналогичны понятиям мощности угленосной свиты и мощности каменноугольных пластов, из которых выводится так называемый коэффициент угленосности, т. е. процентное содержание угольных пластов в бщей толще пород.

Для газоносных отложений отношение мощностей продуктивных пластов к общей мощности свиты имеет меньшее значение, чем для угленосных отложений так как, во-первых, газ может перемещаться из пласта в пласт, и во-вторых, мощность газ насыщенных пород быстро меняется и совсем сходит на нет не только из-за фациальных условий, но и в связи со структурным положением пластов. Однако для газовых месторождений целесообразно определять общую мощность свиты и эффективную мощность, потому что при планировании бурения и при разработке месторождения важно знать общую мощность отложений, в которых залегают газоносные пласты, и суммарную эффективную максимальную мощность газоносных пластов-коллекторов.

Под мощностью газоносного комплекса следует понимать мощность отложений, включающих газоносные горизонты, в которых, как можно предполагать связан общностью происхождения независимо от литологических различий [2].

Например, на Минара единым газоносным комплексом следует считать известняки черепетского горизонта (турнея), песчано-глинистые отложения яснополянского подъяруса (угленосной свиты), известняки верея и нам юра, а также терригенные отложения башкирского и верейского горизонтов, т. е. всю мощность пород от подошвы черепетского газоносного горизонта до кровли верхней газоносной пачки верей.

В настоящее время мы не можем указать ни одного газового месторождения, в котором можно было бы уверенно выделить более одного газоносного комплекса, но они, несомненно, будут найдены так как несколько нефтеносных комплексов на одном месторождении известно во многих случаях, например, карбон и девон Шатлык провинции. Под суммарной мощностью газоносных пластов следует понимать их максимальную мощность в содовой части структуры б так как мощности в краевых частях не являются характерными, потому что они всегда уменьшаются до нуля. Фактически известные мощности газоносных комплексов весьма различны. Если для одно пластовых месторождений мы принуждены считать газоносным комплексом только один собственно газоносный пласт и в этом случае мощность газоносного комплекса в нашем определении будет совпадать с суммарной мощностные газоносного пласта, то для многопластовых месторождений в этот комплекс могут входить сотни метров разнообразных пород. Для отдельных газоносных районов можно привести следующие данные о мощности газоносных комплексов. В Минара однопластовом месторождении мощность газоносного комплекса составляет всего лишь 2 м. В месторождениях Восток Туркменистана мощность газоносного комплекса достигает 900 м, а суммарная мощность газоносных песчаников 300 м. В месторождениях Малай и Минара мощность газоносного комплекса достигает 700 м, но суммарная мощность продуктивных пластов не превышает 100 м.

Необходимо указать, что фациальные изменения и выпадение из разреза хотя бы одного верхнего или нижнего пласта могут резко изменить мощность газоносного комплекса даже в близко расположенных месторождениях одного и того же района. Так, на Западной Украине в месторождениях, расположенных менее чем в 15 км друг от друга, мощность газоносного комплекса вследствие выклинивания песчаников уменьшается с 900 до 100 м. Мощность коллекторов различной литологической характеристики.

При рассмотрении вопроса о мощности собственно газоносных коллекторов различают:

- мощность отдельных газоносных пластов;
- суммарную мощность продуктивных пластов газоносного горизонта эксплуатационного объекта.

И в том и другом отношении газовые месторождения отличаются значительным разнообразием. Выше указывалось, что отдельные прослойки песка в газоносном «слоеном пироге» могут составлять доли миллиметра, но

в Восток Туркменистана известны толщи песчаников мощностью 500 м, в которых не удалось найти сколько-нибудь выдержанных разделяющих прослойков. Следует отметить, что не все 500 м толщи являются характер случае газоносными. Залежь в таких песчаниках имеет массивный характер, т. е. приурочена только к верхней их части, все же мощности газоносной части сплошных песчаников в геосинклинальных областях и в предгорных прогибах могут достигать 100-200 м.

Мощности отдельных пластов песчаников, развитых на платформах, никогда не превышают 15-20 м.

Мощности пластов известняков, как правило, больше и гораздо более выдержаны чем мощности песчаников. Однако особенно мощные известняки мощностью более 15-20 м) весьма изменчивы в отношении коллекторских свойств. Пористость в них часто связана с карстовыми явлениями и развита только в верхней части структуры. Так, например, на Елшанке общая мощность сплошных известняков нам юрского и визейского ярусов составляет около 300 м газосодержащими являются только верхние 100 м толщи, Мощности тектонически перебитых трещиноватых зон могут достигать нескольких сотен метров. Но для развития трещиноватой важны также литологические особенности породы. Трещиноватость, которая может создать газоносные резервуары, свойственна плотным песчаникам, мергелям, метаморфическим и изверженным породам. Известняки вследствие легкости перекристаллизации в этом отношении менее благоприятны. Глины из-за своей пластичности также мало благоприятны, но все же, как указано выше, в диапировых антиклиналях глинистые толщи иногда оказываются перебитыми и газоносными на высоту в несколько сотен метров.

Литература

1. Шакрисламов А.Г., Антипин Ю.В., Гильмутдинов Б.Р., Яркеева Н.Р. Влияние искривленности ствола и геохимических процессов в пластах на срок службы скважин // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 6. – С. 112 – 115
2. Николаев О.В., Гереш Г.М., Харитонов А.Н., Шулепин С. А. Оптимизация диаметра лифтовых труб на поздней стадии разработки газовых месторождений // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2014. – № 4.– С. 81– 88.

## МЕТОДИКА ПОДБОРА МЕСТОРОЖДЕНИЙ-АНАЛОГОВ

**Карсаков А.В.**

***АО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа», г. Томск, Россия***

На сегодняшний день в мире ведётся разработка большого количества месторождений углеводородов с простым геологическим строением и не осложнёнными свойствами нефти. Однако все они открыты и введены в разработку ещё в прошлом веке. На смену им приходят новые объекты с усложнённым геологическим строением и трудноизвлекаемыми запасами.

Эксплуатация подобных объектов требует значительных инвестиционных вложений, что приводит к более тщательному подходу к процессу проектирования разработки. Основные сложности этого процесса заключаются в недостаточном количестве исходной информации, поэтому эксперты регулярно используют объекты-аналоги, накопленный опыт которых используется при принятии проектных решений. Конечно, в ходе эксплуатационного бурения и добычи объем информации будет дополнятся, однако наиболее полным он будет на заключительных стадиях разработки месторождения, в то время как основные проектные решения принимаются на начальном этапе.

Метод аналогий имеет широкое распространение в отрасли и является частью системного подхода. Он сохраняет преемственность технологических решений с учётом геологических неопределённостей и рисков.

Проблема заключается в том, что выбор аналогов является слабоформализированной процедурой, которая обычно основывается на априорных знаниях и накопленном опыте эксперта. Подобный подход является крайне субъективным и не может быть гарантированно лучшим.

Целью работы является изучение отечественного и зарубежного опыта применения метода аналогий, определение параметров и критериев месторождений и объектов, по сопоставлению которых возможен объективный подбор аналогов.

Среди зарубежных систем, развивающих и использующих метод аналогий, наиболее выделяющейся является Digital Analogs Knowledge System (DAKS). По данным компании C&C Reservoirs в их базе данных имеется более 800 месторождений нефти и газа по всему миру. В проекте применена реляционная база данных, работающая в реальном времени с исходными данными. Система базируется на большом объеме данных, в которые входят геолого-физические параметры объектов, данные сейсморазведки, физико-химические свойства флюидов, геолого-технологические модели и прогнозные уровни добычи. На основе таких данных выводятся содержательные физические зависимости, по которым определяется соответствие объектов между собой [1]. Однако достоверно не известно какие именно данные и алгоритмы применяются в этой системе.

На текущее время в отечественной отрасли не существует такого рода масштабной системы. В ходе изучения материалов были найдены описания локальных систем подбора месторождений-аналогов.

Наиболее распространёнными являются системы в виде таблиц возможностью фильтрации по качественным признакам и фильтрации по диапазонам количественных параметров с последующим выводом о том, что месторождение может получить статус аналога.

В ООО «РН-Краснодарнефтегаз» была создана система подбора аналогов на основе кластеризации объектов и построении «дендограмм» (рис.) с последующим определением «меры сходства» объектов [2]. В этой работе выбрано 30 классификационных признаков, состоящих из структурно-геологических особенностей, свойств коллекторов и флюидов.

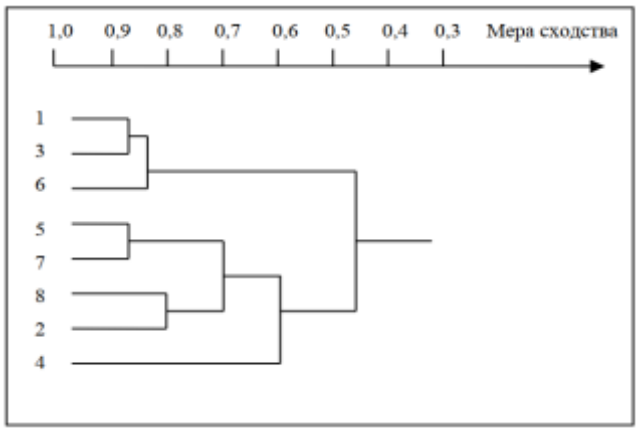



***Рис. 3. Пример построения дендограммы [2]***

В методике ООО «РН-БашНИПИнефть» выбор аналогов осуществляется по геолого-физическим характеристикам, которые разделены на качественные и количественные [3]. Качественные признаки проранжированы и используются в качестве фильтров. После этого сформированный набор потенциальных аналогов исследовался на схожесть по количественным параметрам.

Для определения аналогов нами были выбраны 3 качественных параметра, используемых в качестве фильтров. В ходе изучения имеющегося опыта было определено, что геологический возраст объекта является одним из основополагающих критериев, существенно влияющих на геолого-физические характеристики объекта, а также на свойства вмещающего флюида и степень неоднородности коллектора. Так как конечной целью выбора аналогов является применение накопленного опыта для проектирования целевых месторождений, то следующими критериями стали тип объекта по фазовому состоянию и тип коллектора. Оба этих фактора существенно влияют на систему разработки, применяемые методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации.

Далее для нефтяных объектов были определены 15 количественных критериев, состоящих из количественно измеренных геолого-физических данных коллекторов и свойств флюидов, по мере сходимости которых был сделан вывод о возможности присвоения статуса аналогов. Количественная оценка сходства была определена по относительному отклонению значений параметров от целевого объекта.

Итоговый результат продемонстрирован на примере месторождения С в таблице 1. После применения фильтров к качественным параметрам в базе осталось более 60-ти потенциальных аналогов. Далее была определена степень сходства для всей полученной выборки. Из неё было выделено 8 объектов с наивысшей степенью сходства.

***Таблица 1***

***Результаты подбора аналогов для месторождения С***

| Месторождение | Объект | Степень сходства | Достоверность данных |
|---|---|---|---|
| A | $Ю_2$ | 0,73 | 0,00 |
| B | $Ю_1^1$ | 0,76 | 0,04 |
| C | $Ю_1^{1+2+М}$ | 1,00 | – |
| D | $Ю^1$ | 0,70 | 0,02 |
| E | $Ю_1^2$ | 0,80 | 0,90 |
| F | $Ю_1^1$ | 0,74 | 2,40 |
| G | $Ю_1^{2+3}$ | 0,77 | 2,19 |
| H | $Ю_1^1$ | 0,79 | 0,00 |
| I | $Ю_1^1$ | 0,78 | 2,81 |

Из таблицы видно, что наилучшим аналогом месторождения С является объект $Ю_1^2$ месторождения Е, со степенью сходства 0,80.

Так же для применения аналогов при проектировании разработки необходимо учитывать достоверность количественных геолого-физических параметров объектов-аналогов. Возможна ситуация, когда имеющиеся количественные данные не имеют экспериментального подтверждения ввиду низкой геологической изученности объекта-аналога. Выбор стратегии разработки на основе такого аналога будет нести серьезные риски для эффективности эксплуатации целевого объекта. Поэтому введение параметра, косвенно указывающего на степень изученности аналогов является необходимостью.

Объекты A, B, D и H хоть и являются аналогами для целевого месторождения, но их опыт и имеющиеся данные не могут быть использованы ввиду отсутствия их экспериментального подтверждения в ходе проведения достаточного числа исследований.

Определение степени сходства и достоверности осуществлялось по формулам (1) и (2).

$$R = 1 - \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\left|\frac{x_{Ai}-x_{ci}}{x_{ci}}\right| \quad (1)$$

Где:
$R$ – степень сходства объектов
$N$ – количество параметров
$x_{Ai}$– количественный параметр потенциального аналога
$x_{ci}$– количественный параметр целевого объекта

$$\theta = \ln Q_{\text{извл}} t_{\text{разраб}} * \lambda_t \quad (2)$$

Где:
$\Theta$– степень достоверности данных
$Q_{извл}$ – извлекаемые запасы
$t_{разраб}$ – время разработки
$\lambda_t$ – отбор от НИЗ

Проведённый анализ показал, что метод аналогий имеет большой потенциал к применению при проектировании разработки. Качественный подбор аналогов открывает возможности для дальнейшего расширения возможностей их применения. Подобный инструмент существенно упрощает выполнение задач для специалистов. Количественная оценка степени сходства в совокупности с оценкой достоверности данных позволяет минимизировать риски и снизить капитальные затраты на введение объекта в эксплуатацию.

Литература

1. Официальный сайт компании C&C Reservoirs / Электронный ресурс / режим доступа / https://www.ccreservoirs.com/DAKS.
2. Кошелев А.Т., Соловьева В.Н., Орлова И.О., Даценко Е.Н. Проблема поиска месторождений-аналогов и методика её решения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. 2014. – № 7. – С. 10 – 12.
3. Вологин И.С., Исламов Р.Р., Нигматуллин Ф.Н., Харисова А.В., Лознюк О.А. Методика выбора объекта-аналога для нефтегазовой залежи по геолого-физическим характеристикам // Нефтяное хозяйство. 2019. – № 12. – С. 124 – 127.
4. Никифоров Д.В., Глухих И.Н. Усовершенствованный подход выбора объектов-аналогов при проектировании разработки месторождений с помощью вывода по прецедентам // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. – № 10. – С. 106 – 111.

## ОПТИМИЗАЦИЯ БАЗОВОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ВЫСОКИМ РИСКОМ КОНУСООБРАЗОВАНИЯ (НА ПРИМЕРЕ НЕОКОМСКИХ ПЛАСТОВ ПК13-22)

**Ким В.В.**
Научный руководитель профессор О.С. Чернова
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Одним из наиболее частых механизмов образования неизвлеченной нефти является образование конусов воды у добывающих скважин. Этот процесс включает в себя изменение формы ВНК, что приводит к нежелательной добыче пластовой воды, преждевременной обводненности и как следствие низкой нефтеотдаче. Конусообразование долгие год является важной проблемой многих отечественных и зарубежных месторождений. Решение данной проблемы в наиболее распространненом случае - является регулирование максимально допустимой рассчитанной депрессии с целью предупреждения раннего прорыва воды в скважину. Также в России активно проводят испытания по внедрениям новых экономически обоснованных технологий для решения данной проблемы. Они включают закачку полимерной оторочки в скважину, а также использование устройств контроля притока в компоновки скважин.

Рассмотрим актуальность данных технологий на примере неокомских пластов Западной Сибири. Одним из наиболее перспективных объектов неокома являются пласты покурской свиты, приуроченные к апт-альб-сеноманскому нефтегазоносному комплексу. Формирование нижней покурской свиты происходило в результате чередования прибрежно-морских и континентальных фаций. В последствии из-за этих процессов отложения характеризуются высокой литологической неоднородностью. Литология представлена светло-серыми песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Порода имеет разнообразные типы слоистости и остатки растительного детрита [1]. Основной нефтематеринской породой являются глины и угли, расположенные в нижней части мелового комплекса.

Для неокомских пластов довольно характерно подтягивание конусов воды как для вертикальных, так и для горизонтальных скважин. Связано это в том числе от сложной геологии объекта. На сегодняшний день начинают внедрять технологии закачки оторочки полимерного состава, которые снижают проницаемость пресной воды и как следствие уменьшают конусообразование. Технология заключается в закачке полимерной оторочки в область нижнего интервала перфорации в зону ВНК. Экспериментально на основе гидродинамических моделей и промысловых исследований было подтверждено увеличение отборов нефти на 15-35 % [2].

На текущий момент также активно внедряют технологии с включением в состав компоновок устройств контроля притока. Различают несколько типов таких устройств, но наиболее эффективными являются именно автономные устройства контроля притока. Принцип и физика их действий основана на законе Бернулли [3]. Так как нефть менее подвижная и более вязкая фаза чем вода или газ. То скорость прохождения у не нефтяной фазы будет выше, как следствие подвижный диск устройства реагирует на эту скорость и автоматически закрывается. Это позволит более своевременно отсекать те интервалы, через которые вода стремительно прорывается. Тем самым это позволит увеличивать нефтеотдачу за счет сохранения безводного периода добычи. Результаты моделирования подтвердили их преимущество. Важным плюсом является то, что такие приборы являются отечественными тем самым уменьшая издержки и повышая экономическую рентабельность использования данного типа оборудования.

В зарубежных источниках рассматривают альтернативное решение данной проблемы. Основная идея заключается в нововведении в конструкции заканчивания скважины с системой забойного стока воды (Downhole Water Sink). Она включает в себя систему одновременно раздельной эксплуатации с наличием двух НКТ, в результате чего происходит создание стабильной депрессии в водонефтяной зоне для формирования устойчивого водонефтяного контакта. Данная методология была смоделирована в результате создания двух скважин на одной координате в нескольких слоистых коллекторах. В результате исследования процент обводненности насосно-компрессорных труб для добычи нефти составил 0 %, следовательно, накопленная добыча нефти стала выше. Основными чувствительными на этот показатель параметры оказались коэффициент подвижности, вертикальная, горизонтальная проницаемость, а также интервал перфорации [4].

В результате проведенных исследований, были выделены основные технологии для оптимизации системы разработки с высоким риском конусообразования. Для неокомских пластов нижней покурской свиты, из-за наличия сложных геологических строений наиболее эффективными являются технологии закачки оторочки полимерного состава, а также использование автономных устройств контроля притока. Технология Downhole Water Sink в отличие от предыдущих еще не имела промысловых испытаний, но также является одним из математически доказанных способов оптимизации.

***Рис. 1. Иллюстрация процесса конусообразования для вертикальной и горизонтальной скважины***

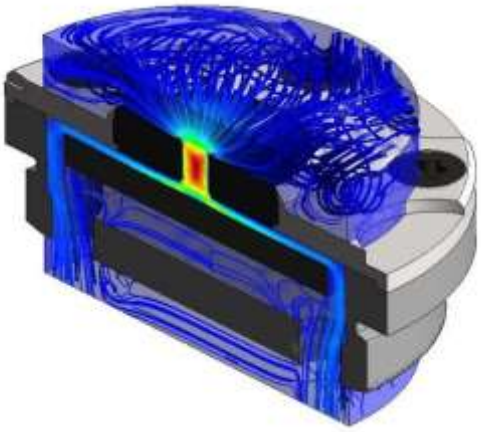


***Рис. 2. Автономное устройство контроля притока***

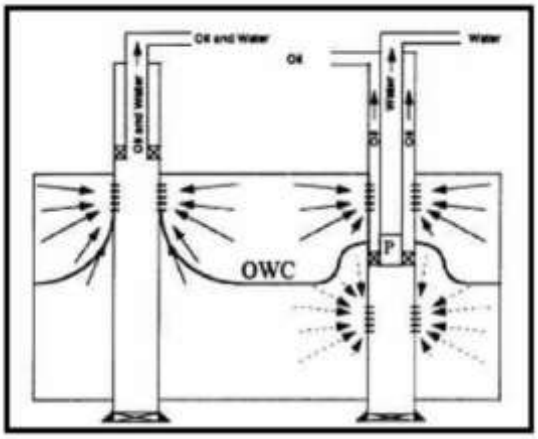



***Рис. 3. Сравнение стандартного и DWS типа заканчивания***

Литература

1. Афонин И. В. Строение и гидрогеохимические условия формирования покурской свиты на примере одного из месторождений Нижневартовского свода (Западная Сибирь). // Сборник материалов. Томск: ТГУ. – С. 352 – 354.
2. Хузин М.А. Контроль конусообразования: закачка оторочки пресной воды. // Территория нефтегаз. – №12. – Москва, 2015 – С. 118 – 123.
3. Исмаков А.И., Денисова Е.В., Черникова М.А., Сидоров С.П. Система управления устройством контроля притока флюида в скважине. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. Томск: ТПУ. – С. 192 – 196.
4. Jupriansyah J., Balikpapan M. An Integrated Study of Water Coning Control with Downhole Water Sink Completion Approaches in Multilayered - Strong Water Drive Reservoir to Improve Oil Recovery. – Mumbai; SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, 2019. – 12 p.

## ПОДСЧЕТ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ И ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ, ПРИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ СИЛЬНО ОБВОДНЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

**Комеков Р.Д., Гараев Г.Т.**
Научный руководитель доцент А.Г. Гелдимурадов
***Международный университет нефти и газа им. Ягшигелди Какаева, г. Ашхабад, Туркменистан***

Подсчёт добываемых запасов нефти обычным статическим методом, основывающийся на вероятной производительности скважин не применим в сильно обводнённых нефтяных залежах. В таком случае из скважин добывают воду с малым содержанием нефти [1]. При исследованиях эксплуатации обводнённых залежей выяснилось, что в поздних этапах эксплуатации этих объектов выдерживается линейная зависимость между общей добычей нефти из скважин ($\sum Q_н$) и надлежащим процентным содержанием нефти в жидкости ($ŋ_н$). С помощью этой зависимости мы можем определить потенциальные и остаточные извлекаемые запасы нефти [3], используя следующее равенство:

$$\sum Q_н = \alpha + c ŋ_н \quad (1)$$

α, с – эти значения коррелируются по данным за последние 5-20 лет разработки обводнённых скважин;
$ŋ_н$– средний коэффициент содержания нефти в жидкости, %;
$Q_н$ – общая добыча нефти по годам, млн. т.

Для нахождения значений α, с равенства (1) воспользуемся методом наименьших квадратов. Это возможно составлением корреляционного уравнения первого порядка или решением нормальных уравнений [2]. Вычисление статистик, необходимые для составления корреляционного уравнения вычисление статистик произведём по схеме, применяемой при малых испытаниях, в случаях не равноотстоящего значения случайных величин.

При использовании этой схемы возможно получить уравнение зависимости для исследуемых величин, а также установить связь между ними, оценить коэффициент корреляции (r), линейности и основную погрешность.

***Таблица 1***

***Условные значения для построения математической модели связи содержания нефти в жидкости и накопленной добычи нефти***

| $\sum Q_н$, млн. т. | $ŋ_н$, % |
|---|---|
| 1,42 | 6,4 |
| 1,44 | 6 |
| 1,49 | 5,5 |
| 1,58 | 4,4 |
| 1,61 | 3,8 |
| 1,65 | 3 |

Мы имеем шесть парных наблюдений (n=6) общей годовой добычи нефти ($\sum Q_н$) и коэффициенты содержания нефти в жидкости ($ŋ_н$) (таблица 1). Заменим «$Q_н$» через Y, а «$ŋ_н$» через X, для простоты расчётов, и составим таблицу (2).

***Таблица 2***

***Таблица значений для построения математической модели связи содержания нефти в жидкости и накопленной добычи нефти***

| n | Y | X | $Y^2$ | $X^2$ | XY |
|---|---|---|---|---|---|
| 1. | 1,42 | 6,4 | 2,02 | 40,96 | 9,09 |
| 2. | 1,44 | 6 | 2,07 | 36 | 8,64 |
| 3. | 1,49 | 5,5 | 2,22 | 30,25 | 8,2 |
| 4. | 1,58 | 4,4 | 2,5 | 19,36 | 6,95 |
| 5. | 1,61 | 3,8 | 2,59 | 14,44 | 6,12 |
| 6. | 1,65 | 3 | 2,72 | 9 | 4,95 |
| $\sum X, Y$ | 9,19 | 29,1 | 14,12 | 150,01 | 43,94 |
| $\frac{\sum X, Y}{n}$ | $\bar{Y}$=1,53 | $\bar{X}$=4,85 | $\bar{Y}^2$=2,35 | $\bar{X}^2$=25 | $\overline{XY}$=7,32 |

Имея средние значения показанных величин, с лёгкости можно вычислить среднеквадратические отклонения $\sigma^2_{X,Y}$ и коэффициент корреляции r, критерий линейности ζ и его погрешность $\sigma_\zeta$. Отношение ζ к $\sigma_\zeta$ меньше единицы, это говорит о том, что зависимости между X и Y является линейной. Корреляционное равенство, выражающее эту зависимость, запишем так (2):

$$Y_x = \bar{Y} + r\frac{\sigma_Y}{\sigma_X}(X_i - \bar{X}) \quad (2)$$

$$Y_x = 1{,}53 + (-0{,}994)\frac{0{,}087}{1{,}22}(X_i - 4{,}85) = 1{,}875 + 0{,}071X_i$$

Применяя исходные условия обозначений, уравнение (2) примет вид (3):

$$\sum Q_н = 1{,}875 + 0{,}071\eta_н \quad (3)$$

По уравнению (3), результатам расчётов и исходным данным мы строим кривые фактических и теоретических значений накопленной добычи от содержания нефти (рис. 1).

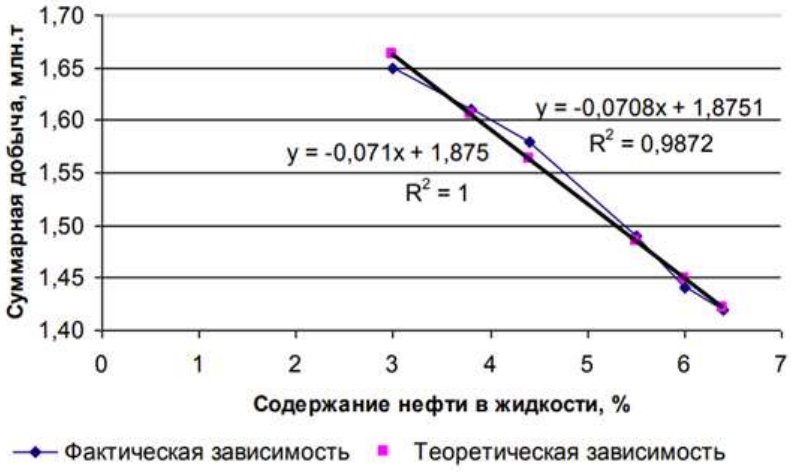



***Рис. 1. Кривые фактических и теоретических значений накопленной добычи от содержания нефти***

При $\eta_н$= 0 получаем потенциальные извлекаемые запасы нефти, которые будут равны свободному члену уравнения, то есть при $\eta_н$= 0; $Q_н$= 1,88 млн.т. По обоснованному конечному значению параметра ($\eta_н$) находим промышленные извлекаемые запасы нефти ($\sum Q_н$). В этом случае остаточные извлекаемые запасы нефти определятся по формуле:

$$Q_{н.ост.} = Q_н` - Q_{н.доб.} \quad (4)$$

$Q_{н.ост.}$ – остаточные извлекаемые запасы нефти;
$Q_н`$ – промышленные извлекаемые запасы нефти;
$Q_{н.доб.}$ – общая добыча нефти на дату подсчёта.

Литература

1. Мирзаджанзаде А. Х. Технология и техника добычи нефти [Текст] / А. Х. Мирзаджанзаде. – М.: «Недра», 1986. – 382 с.
2. Митропольский А. К. Техника статистических вычислений [Текст] / А. К. Митропольский. – М.: Наука, 1971. – 576 с.
3. Мищенко И. Т. Расчёты в добыче нефти [Текст] / И. Т. Мищенко. – М.: «Недра», 1989. – 245 с.

## РАЗРАБОТКА КАСКАДНОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭФФЕКТА ОТ ГРП

**Кондратенко Ф.И., Мурачев А.С.[1]**
Научный руководитель А.А. Юркин[2,3]
***[1]Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Россия***
***[2]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***
***[3]ПАО «Славнефть-мегионнефтегаз», г. Мегион, Россия***

В настоящее время наиболее распространенным методом интенсификации добычи углеводородов является гидравлический разрыв пласта (ГРП) [1,2], оценка эффекта от которого, как правило, требует привлечения высококвалифицированного персонала и существенные затраты времени для оптимизации дизайна. Недостатками классического подхода к расчету ГРП являются повышенные операционные затраты на подготовительном этапе и невозможность автоматизированного оперативного выполнения оценки потенциала для всего фонда скважин с высокой точностью, даже при наличии исторических данных. В то же время, современное развитие нефтяной отрасли предполагает повышение скорости выполнения операций и степени цифровизации, что должно снизить операционные затраты на подготовительном этапе. В данной статье авторами предлагается автоматизированная методика оценки эффекта от ГРП на основе исторических данных с использованием методов машинного обучения (ML).

Для обучения ML-методов и разработки математического алгоритма применялась выгрузка из базы данных компании X. Колонки в датасете можно по смыслу разделить на пять групп: параметры работы скважины на момент

остановки, фактические запускные параметры, прогнозные модельные параметры, данные о дизайне ГРП, информация о пласте и его флюидах. Количество записей в датасете 5077. Каждая из записей является отдельным случаем проведения ГРП.

В исходных данных наблюдалось порядка 20-30 % пропущенных и/или некорректно занесенных значений в каждом столбце. Значения, где это было возможно, заполнялись с помощью трех подходов: замена средним арифметическим, замена математическим ожиданием, расчет значения по остальным параметрам с помощью ML-алгоритма. Наиболее качественным результатом оказалось заполнение с помощью ML-модели. Некорректные значения были исправлены при помощи алгоритмов фильтрации данных.

Для улучшения качества алгоритмов в датасет были дополнительно добавлены следующие параметры: данные инклинометрии, характеристика вытеснения нефти (формула Сазонова), данные о работе скважин окружения (средние значения для дебита, обводнённости, приемистости и др.). Также были добавлены нелинейные параметры, такие, как: логарифм остановочной обводненности, дистанция между забоем и устьем скважины, азимут с забоя на устье скважины и др. После добавления всех параметров была построена тепловая карта корреляций для всех параметров в датасете (рис.1). По данной таблице корреляций были отброшены столбцы, имеющие низкую корреляцию с запускными параметрами скважины, например, такие как высота спуска НКТ, азимут перфорации.

Для обучения датасет был разделен на две выборки: тестовую и обучающую. Размер тестовой выборки-15 % от общего объема датасета. На обучающей выборке были обучены [9] следующие алгоритмы [8]: RandomForest [3], Catboost, XGBoost [5]. В ходе обучения было замечено, что при построении прогноза Catboost и RandomForest опираются на различные признаки, следовательно, предсказания данных моделей независимы. Это позволило объединить и использовать их параллельно, то есть, на основе предсказаний этих двух моделей и входных данных можно выполнить еще один прогноз. При этом, для обучения датасет изменялся, исходя из трех сценариев использования получившегося алгоритма в долгосрочной перспективе: «положительного», наиболее «реального» и «негативного». «Положительный» сценарий подразумевает наличие в датасете всех данных, включая гидродинамическую модель дизайна ГРП и расчетные запускные параметры по математической модели. Наиболее «реальный» сценарий подразумевает отсутствие модельных данных об ожидаемых запускных параметрах скважины, но наличие гидродинамических испытаний скважины. «Негативный» сценарий подразумевает отсутствие всего кроме PVT-параметров, параметров пласта и входных данных о примерном дизайне ГРП.

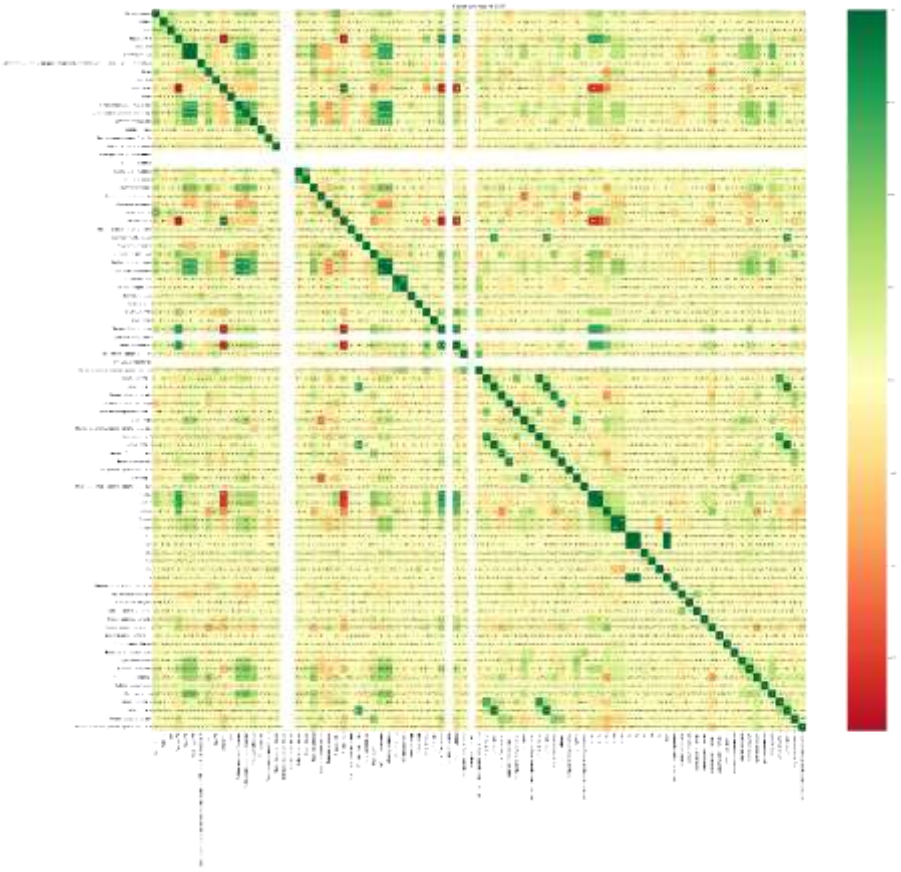


***Рис. 4. Тепловая карта корреляций датасета***

В ходе работы были также получены зависимости, описывающие определенные внешние факторы: так, например, ключевым параметром для предсказания запускной обводненности являлся исполнитель (подрядчик) ГРП. На основе этого можно сделать вывод о значительном влиянии используемых химических составов подрядных

организаций на запускное значение обводненности скважины. Распределение влияния параметров при построении прогноза приведено на рисунке 2:

***Рис. 5. Распределение влияния параметров при построении запускной обводненности***

Наиболее точные результаты предсказаний были получены для положительного сценария. Результаты предсказаний для негативного и наиболее реального сценариев применения отличаются в пределах 5-10 %. Все метрики результатов предсказаний моделей приведены в таблице 1, где представлено сравнение прогноза по ГДИ с результатами работы ML-модели для тестовой выборки «реального» сценария:

***Таблица 1***

***Сравнение результатов прогноза***

| Предсказываемый параметр | | Средняя абсолютная ошибка | Доля прогнозов с относительной погрешностью не более 15 % | Доля прогнозов с относительной погрешностью не более 5 % | $R^2$ |
|---|---|---|---|---|---|
| ГДИ | Дебит жидкости | 18.47 м$^3$ | 0.71 | 0.65 | 0.48 |
| | Обводненность | 5.57 % | 0.71 | 0.70 | 0.91 |
| | Дебит нефти | 7.1 тонн | 0.71 | 0.65 | 0.96 |
| Прогноз ML | Дебит жидкости | 6.9 м$^3$ | 0.80 | 0.71 | 0.81 |
| | Обводненность | 0.93 % | 0.85 | 0.81 | 0.95 |
| | Дебит нефти | 2.5 тонн | 0.81 | 0.73 | 0.99 |

Разработанная модель позволяет получить результаты, в среднем превосходящие результаты аналитического прогноза. Таким образом, в ходе работы была получена каскадная модель, позволяющая получать расчет запускных параметров скважины после ГРП с точностью, сопоставимой с аналитическими моделями. Ключевой эффект от использования полученной разработки – снижение времени, так как инференс уже обученной ML-модели производится за крайне небольшое время (до 5 секунд, в зависимости от данных). Также стоит отметить меньшую среднюю абсолютную ошибку, что позволит строить более точный прогноз суммарно по всем кандидатам.

Литература


1. Мухина Е. А. Физико-химические методы анализа. – М.: Химия, 1995. – 415 с.
2. Реймерс Н.Ф. Природопользование. – М.: Мысль, 1990. – 637 с.
3. L. Breiman. Random forests. Maching Learning, 45(1):5 – 32, Oct. 2001.
4. T. Chen, H. Li, Q. Yang, and Y. Yu. General functionalmatrix factorization using gradient boosting. (ICML'13), раздел 1, с. 436 – 444, 2013.
5. J. Friedman. Stochastic gradient boosting. Computational Statistics & Data Analysis, 38(4): 367 – 378, 2002.
6. J. Friedman. Greedy function approximation: a gradient boosting machine. Annals of Statistics, 29(5):1189 – 1232, 2001.
7. T. Zhang and R. Johnson. Learning nonlinear functions using regularized greedy forest. IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence, 36(5), 2014.
8. G. Ridgeway. Generalized Boosted Models: A guide to the gbm package
9. X. Meng, J. Bradley, B. Yavuz, E. Sparks, S. Venkataraman, D. Liu, J. Freeman, D. Tsai, M. Amde, S. Owen, D. Xin, R. Xin, M. J. Franklin, R. Zadeh, M. Zaharia, and A. Talwalkar. MLlib: Machine learning in apache spark. Journal of Machine Learning Research, 17(34):1–7, 2016.

## АНАЛИЗ РАСЧЕТА ХАРАКТЕРИСТИКИ КРИВОЙ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ В ЦЕЛЯХ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ

**Корнев А.И.[1], Юркин А.А.[3], Мурачев А.С.[2]**
Научный руководитель профессор О.С. Чернова
***[1]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***
***[2]Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Россия***
***[3]ПАО «Славнефть-мегионнефтегаз», г. Мегион, Россия***

Система разработки месторождений подразумевает собой управляемый комплекс последовательных технологических и геолого-технических мероприятий (ГТМ) по извлечению углеводородов (УВ) из недр земли. Причем задача, стоящая перед добывающими компаниями, заключается не только в контроле коэффициента извлечения нефти (КИН), коэффициента истощения пласта, дебита нефти и других основных параметров разработки, но и в прогнозировании эксплуатационных показателей в краткосрочной перспективе с минимальной погрешностью. По результатам прогноза также выявляются наиболее сложные для разработки участки, которые являются первостепенными целями для ГТМ, что позволяет сформировать оптимальную программу разработки для всего месторождения [1, 2, 7].

Эффективным методом диагностики текущего состояния разработки, анализа и составления бизнес-кейса по оптимизации технологических и экономических показателей добычи нефти и газа является набор инструментов на основе проактивной модели блочно-факторного анализа (БФА), основанного на уравнении материального баланса. Один из главных составляющих блоков БФА – определение эталонной (модельной) кривой характеристики вытеснения (ХВ) и дальнейшее прогнозирование её поведения [3].

Целью настоящей работы является модернизация блока ХВ путем применения комплексов методик вычисления КИН, дебитов нефти и жидкости, обводнённости, а также уменьшение величины предельного отклонения модельной кривой от фактической до 5 %. Для выполнения расчетной задачи используются фактические значения технологических показателей разработки, взятые из базы данных (БД) по месторождению или его аналогов, для которых разница параметров фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и свойств давления-объема-температуры (PVT свойств) составляет не более 10 % от величин тех же параметров рассматриваемого месторождения.

По результатам литературных изысканий, для определения эталонного коэффициента нефтеизвлечения была выбрана формула, описанная Эль-Хатибом. Данный алгоритм можно применять при отсутствии гидродинамических моделей и необходимости выполнения расчетов в кратчайшие сроки [1, 3]:

$$K_{orf}^{m} = K_V \cdot \left[0.5 - 0.5 \cdot erf\left(\frac{\sigma}{\sqrt{2}} + erf^{-1}\left(\frac{\left(1-\frac{F_{wo}}{m}\right)}{\left(1+\frac{F_{wo}}{m}\right)}\right) + \frac{\tau}{(1+F_{wo})}\right)\right] \quad (1)$$

Где: $K^{m}_{orf}$ – коэффициент нефтеизвлечения модельный, д.ед., σ – среднеквадратичное отклонение распределения проницаемости в блоке, д.ед., $F_{wo}$ – водонефтяной фактор, д.ед., τ – безразмерное время, д.ед., m – коэффициент подвижности, д.ед., $K_v$ – коэффициент вытеснения, д.ед.

Значение функции невязки минимизируется в процессе адаптации модели [2]. В зависимости от зрелости месторождения применяют либо регрессионный анализ, для 1-2 стадий разработки, с использованием метода наименьших квадратов и алгоритма градиентного спуска, либо ретроспективный прогноз, для 3-4 стадии разработки [5]. Особенность расчета уравнения регрессии связана с количеством записей. В данной работе авторами была предложена замена градиентному спуску при количестве записей от 1000 до 5000, через модификацию метода наименьших квадратов. Для преобразования линейной зависимости в кривую, максимально приближенную к фактическому графику характеристики вытеснения, производят аппроксимацию кривой Безье, результаты которой представляют, как опорные точки кривой. Данные точки используются для восстановления кривой за счёт определения множества значений произвольной мощности [5]. В конечном виде ХВ и прогноз, посчитанные по методу Эль-Хатиба, сравнивают с фактической кривой и оценивают корректность их расчета, а также дебитов нефти и жидкости, КИН и обводнённости. Примеры графиков представлены на рисунках 1 и 2.

В случае отклонения параметров и кривых более чем на 5 % - необходимо использовать иные методики. В данной работе создан алгоритм подбора альтернативных методов ХВ с учетом стадии разработки рассматриваемого месторождения. Для зрелых месторождений производим расчет КИН по методикам кривых обводнёния в дифференциальных формах, кривых падения в дифференциальных формах и по логарифму водонефтяного фактора (ВНФ) [1,5,8]. В случае начальных стадий разработки – необходимо учесть наличие лабораторных исследований (водонасыщенность коллектора, относительные фазовые проницаемости воды и нефти, их вязкости). Строят кривую ХВ методом Баклея-Леверетта. При отсутствии или недостоверности лабораторных данных, в схеме используется кластеризация имеющихся исследований методом «K-Means» с последующим использованием в качестве метрики Евклидово расстояние. В результате описанных операций создается среднекластерная кривая Баклея-Леверетта методом наименьших квадратов с внедрением генетического алгоритма, что позволяет сохранить высокую точность расчета при снижении затрачиваемых вычислительных ресурсов.

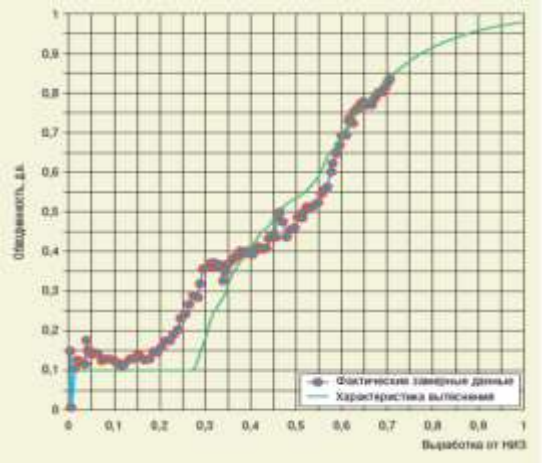



***Рис. 1. Пример сравнения полученной характеристики вытеснения и фактических данных эксплуатации [6]***

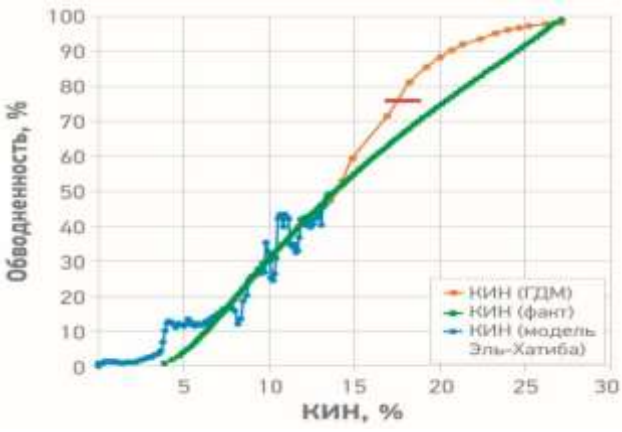



***Рис. 2. Пример сравнения характеристик вытеснения, полученных по моделям Эль-Хатиба и ГДМ для одного блока [3]***

Далее все вышеперечисленные альтернативные методы проходят проверку на сходимость методом многокритериальной оптимизации с использованием генетического алгоритма, где критериями качества выступают критерии адекватности, являющиеся аналогом регрессивного анализа и критерии точности, как аналог ретроспективного прогноза [5]. Так как для аппроксимации необходимо определить один метод, который в случае хорошей сходимости будет результатом работы блока БФА – производится отбор оптимальной ХВ ранговым методом (рис. 3). В ходе выполнения работы авторами было рассмотрено более двадцати альтернативных ХВ, из которых зачастую наилучшие результаты показывали шесть, представленные на рисунке 3.

***Рис. 3. Фрагмент блока «характеристика вытеснения и прогноз» – ранговый метод***

Если полученная кривая ХВ показывает некорректные значения по результатам проверки – берется следующий метод из списка пока не будет найдена «эталонная» кривая с лучшей сходимостью относительно факта истории разработки. Эталонная кривая ХВ и прогноз сохраняются для дальнейшей работы БФА, однако, предусмотрена и ситуация, в которой кривая ХВ может не быть подобрана по причине некорректности результатов расчета для использованных методов. В этом случае сохраняются фактические данные для кривой ХВ, взятые из базы данных. Данный результат также может свидетельствовать о низком качестве данных истории разработки и/или резком изменении в стратегии разработки месторождения. Вышеописанный алгоритм позволяет комплексно охватывать разные случаи наличия данных и проверку их корректности для математического расчета параметров кривых ХВ и прогноза по материальному балансу. Как результат, проверяется достоверность фактических данных для определения режима работы скважины и подбора ГТМ для оптимизации показателей дебитов нефти и жидкости, а также обводнённости.

Литература

1. Ершов А.О. Оценка потенциала по добыче нефти на основе проактивного блочно-факторного анализа: дипл. работа (диссертация магистра физико-математических наук). Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, 2021.
2. Проактивный блочный анализ разработки месторождений / А. Н. Ситников, А. А. Пустовских, А. Ю. Шеремеев [и др.] // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2016. – № 1(1). – С. 60 – 67.

3. Оценка и классификация невовлекаемых запасов по критерию сложности разработки (на примере Салымской группы месторождений) / М. В. Наугольнов, С. И. Габитова, Р. И. Муртазин [и др.] // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2020. – № 1(15). – С. 42-46. – DOI 10.24887/2587-7399-2020-1-42-46.
4. Расчет уровней добычи при региональном интегрированном проектировании / Р. Н. Галимов, И. С. Солодов, В. П. Шакшин [и др.] // Научно-технический вестник ОАО "НК "Роснефть". – 2012. – № 4(29). – С. 8 – 11.
5. Алгоритм определения оптимальных характеристик вытеснения / М. Н. Харисов, А. А. Карпов, С. В. Петров, С. Д. Дарий // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 5. – С. 56 – 59. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-5-56-59.
6. Наугольнов, М. В. Малогабаритные системы подготовки воды для нужд ППД и ППН / М. В. Наугольнов, О. Ю. Савельев // Инженерная практика. – 2015. – № 06-07.
7. Полякова, Н. И. Комплексный подход к применению методов анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов / Н. И. Полякова, Ю. А. Максимова, П. Н. Зятиков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 10. – С. 91 – 98. – DOI 10.18799/24131830/2020/10/2853.
8. Гришкевич, А. Б. Оценка эффективности заводнения в НГДУ "Мамонтовнефть" / А. Б. Гришкевич // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2001. – №6.

## ВЛИЯНИЕ ВВОДА ОТПАРНОЙ КОЛОННЫ В СИСТЕМУ РЕГЕНЕРАЦИИ ГЛИКОЛЯ НА КАЧЕСТВО АБСОРБЦИОННОЙ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

**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 возникает ситуация, когда давление сырьевого потока, зависящее напрямую от пластового давления, начинает снижаться. В результате, значительная часть времени эксплуатации газовой залежи происходит при постоянном снижении пластового давления. Снижение давления добываемого природного газа влечет повышение его равновесной влагоемкости, а также больший вынос механических примесей. Объемы потребления природного газа неуклонно растут, в связи с этим актуален вопрос повышения эффективности и качества технологических процессов на всех этапах: от скважины до места потребления.

Целью данной работы является оценка эффективности ввода отпарной колонны в систему подготовки природного газа для повышения степени регенерации гликоля. Предполагается, что данная технология позволит повысить концентрацию раствора, регенерированного ДЭГ (РДЭГ), в результате чего возможно достижение более низкой температуры точки росы (ТТР) подготовленного газа. Оценка возможностей модернизации будет производиться моделированием технологического процесса в программном комплексе «Honeywell Unisim Design Suite».

По наиболее распространенному среди отечественных и зарубежных авторов варианту [1-5], отпарная колонна представляет собой абсорбционную колонну, работающую при температуре, близкой к температуре регенерации ДЭГ (160–164 ℃) и давлению, близкому к атмосферному. В системе подготовки [6] данная колонна расположена после колонны вакуумной регенерации гликоля (рисунок 1).

С установки регенерации гликоль при температуре 162–164 ℃ поступает в теплообменник последней ступени (Е-102-2, рисунок 1), где отдает часть тепла насыщенному гликолю, направляющемуся в колонну регенерации ДЭГ. При давлении в 300 кПа и температуре 120–130 ℃ (поток РДЭГ_5-2, рисунок 1) он подается в верхнюю часть отпарной колонны, где поддерживается давление 150 кПа. В нижнюю ее часть подается осушенный на установке подготовки природный газ. В результате массообменных процессов, происходящих на насадках абсорбционной колонны, влага и метан из гликоля переходят в газовую фазу.

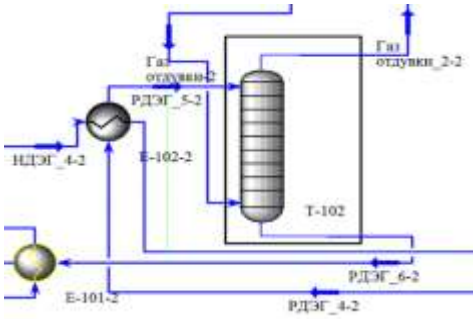



***Рис. 1. Отпарная колонна регенерации ДЭГ***

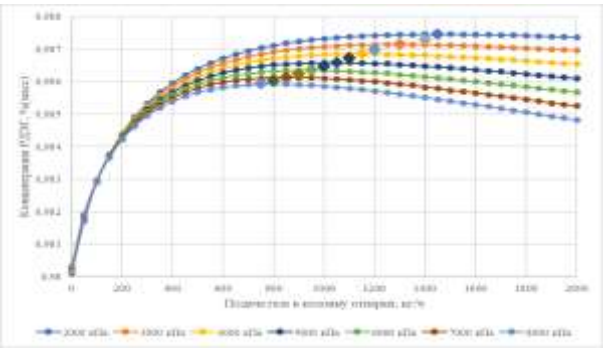


***Рис. 2. Зависимость концентрации РДЭГ от количества подаваемого газа в отпарную колонну и давления в системе (♦ – максимальное значение параметра при одинаковом давлении)***

Для оценки эффективности модернизации рассмотрено изменение следующих параметров: концентрация регенерированного гликоля, подающегося в систему осушки; содержание влаги в осушенном газе; потери гликоля при осушке и регенерации. Определяющими параметрами являются: давление сырьевого потока газа и расход осушенного газа, подающегося в отпарную колонну. Значение давления изменяется в диапазоне 2000–8000 кПа, а расход газа от 0 до 2000 кг/ч.

Без подачи осушенного газа в отпарную колонну концентрация регенерированного раствора гликоля находится в диапазоне 98,01–98,03 % (масс). При этом она возрастает с повышением давления в системе (рисунок 2). При подаче газа в пределах исследуемого диапазона концентрация раствора РДЭГ имеет зависимость, характеризующуюся локальным максимумом. Причем с повышением давления снижается количество газа, необходимое для достижения максимума, и значение этого максимума. При расходе газа выше 150 кг/ч с повышением давления концентрация РДЭГ снижается. Значение максимума концентрации изменяется от 98,75 % (масс) при давлении 2 МПа до 98,59 % (масс) при давлении 8 МПа.

Подача газа снижает содержание влаги в осушенном газе. Работа отпарной колонны оказывает меньшее влияние на этот параметр, чем давление в системе, но снижает количество воды на 15–20 % (рисунок 3). При повышении давления снижается количество газа, которое необходимо подавать в отпарную колонну для достижения минимального значения содержания воды в осушенном газе.

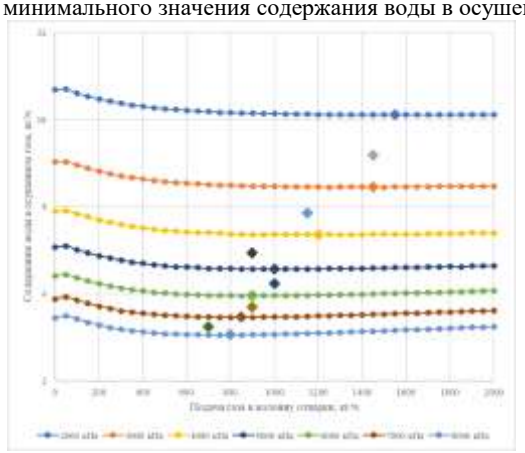
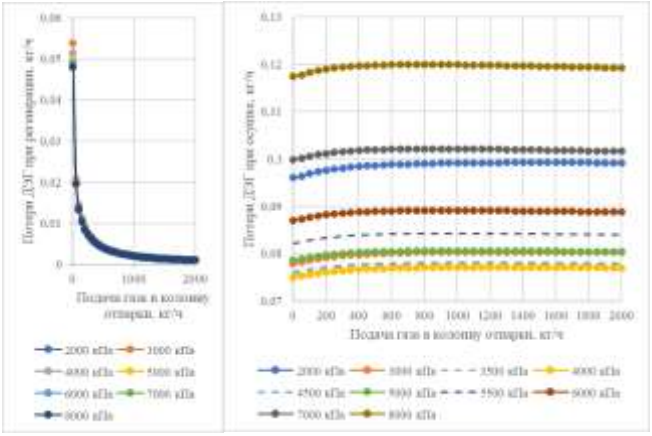


***Рис. 3. Зависимость содержания влаги в осушенном газе от количества подаваемого газа в отпарную колонну и давления в системе (♦ – минимальное значение параметра при одинаковом давлении)***



*а)* *б)*

***Рис. 4. Зависимость потерь ДЭГ при регенерации (а) и осушке (б) от количества подаваемого газа в отпарную колонну и давления в системе***

При низких объемах подачи газа в отпарную колонну потери ДЭГ в процессе абсорбции повышаются, максимум на 10 – 15 % (рисунок 4). В результате, повышение потерь в процессе абсорбции компенсируется снижением потерь в процессе регенерации. Минимальные потери ДЭГ наблюдаются при давлении в системе осушки 4000 кПа.

***Таблица 1***

***Потери ДЭГ при регенерации при подаче 1000 кг/ч газа в отпарную колонну, г/ч***

| Давление сырьевого потока, кПа | 2000 | 3000 | 4000 | 5000 | 6000 | 7000 | 8000 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Потери ДЭГ | 1,96 | 2,13 | 2,13 | 2,13 | 2,08 | 2,08 | 2,09 |

В результате, можно обозначить оптимальный объем подачи осушенного газа в отпарную колонну: 700–1000 кг/ч при давлении в системе выше 5000 кПа, и 1000–1300 кг/ч при давлении ниже 5000 кПа.

***Таблица 2***

***Результат модернизации технологии подготовки газа***

| Параметр | Действующая технология | С отпарной колонной | Изменение параметра, % |
|---|---|---|---|
| ТТР осушенного газа (при 3,92 МПа), °С | – 14,04 | – 14,16 | 0 |
| Давление сырьевого потока, кПа | 4150 | 3800 | -8,4 |
| Унос газа с гликолем, кг/ч | 9,96 | 8,84 | -11,2 |
| Общие потери ДЭГ, кг/ч | 0,127 | 0,078 | -38,6 |
| Потребляемая мощность при компримировании, кДж/ч | $6{,}19 \cdot 10^7$ | $5{,}93 \cdot 10^7$ | -4,2 |
| Потребляемая мощность при регенерации, кДж/ч | $4{,}06 \cdot 10^5$ | $7{,}60 \cdot 10^5$ | 87,2 |
| Потребляемая мощность при прокачке гликоля в цикле, кДж/ч | $23{,}6 \cdot 10^3$ | $20{,}9 \cdot 10^3$ | -11,4 |

При добавлении в систему регенерации отпарной колонны происходит снижение потерь газа на 11 %, а гликоля – на 39 %. Энергетические затраты также изменятся: на компримирование – снизятся на 4,2 %; на регенерацию гликоля – возрастут в 2 раза; на прокачку в системе осушки – снизятся на 11,4 %. Эти усовершенствования

произведены при условии сохранения расхода регенерированного гликоля, условий процесса абсорбции и регенерации. Следовательно, кардинальных изменений технологический процесс не потребует.

Литература


1. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 473 с. – Текст: непосредственный.
2. Ланчаков, Г.А. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. / Г.А. Ланчаков, А.Н. Кульков, Г.К. Зиберт. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 279 с. – Текст: непосредственный.
3. Haque, Md. E. Ethylene glycol regeneration plan: a systematic approach to troubleshoot the common problems / Md. E. Haque // Journal of Chemical Engineering. – 2012. – Vol. 27. – P. 21 – 26.
4. Arubi, I. M. T. Optimizing glycol dehydration system for maximum efficiency: a case study of a gas plant in Nigeria. / I. M. T. Arubi, C. Afrogus, U.I. Duru. – 2008.
5. Kong, Z.Y. A parametric study of different recycling configurations for the natural gas dehydration process via absorption using triethylene glycol / Z.Y. Kong // Process Integration and Optimization for Sustainability. – 2018. – Vol. 2, №. 4. – P. 447 – 460.
6. Кулаков, М. В. Оценка эффективности внедрения двухступенчатой абсорбционной осушки в систему подготовки природного газа / М. В. Кулаков // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2021. – Т. 1. – С. 276 – 281.


## ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНОЙ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТОВ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

**Курилович Р.О., Федюшкин К.Г., Карапузов И.А.**
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

Запасы высоковязких нефтей (ВВН) относятся к трудно извлекаемым запасам (ТРИЗ). При этом разработка месторождений с ТРИЗ связана с повышенными технологическими трудностями и финансовыми затратами. Тагальское месторождение (пласт Дл-3 ВВН) не является исключением. Помимо сложностей, связанных с выбором метода воздействия на пласт с целью эффективного извлечения нефти (применение МУН), значительно сложным является выбор и способа заканчивания скважин ввиду несцементированности и неоднородности коллектора.

В данной работе предпринята попытка выбрать и обосновать технологию заканчивания скважин для реализации экономически эффективной разработки пластов с высоковязкой нефтью на примере вышеупомянутого пласта (Дл-3, Тагульское месторождение).

Выбор и обоснование технологию заканчивания скважин для реализации экономически эффективной разработки пластов с высоковязкой нефтью в данной работе построенное в первую очередь на сборе информации о существующих способах заканчивания скважин. Так существует различное количество методов, позволяющих бороться с пескопроявлением, среди них механические, физико-химические, химические, технологические. В данной работе рассматриваются механические методы и на их основе проводится классификация существующих способов заканчивания скважин.

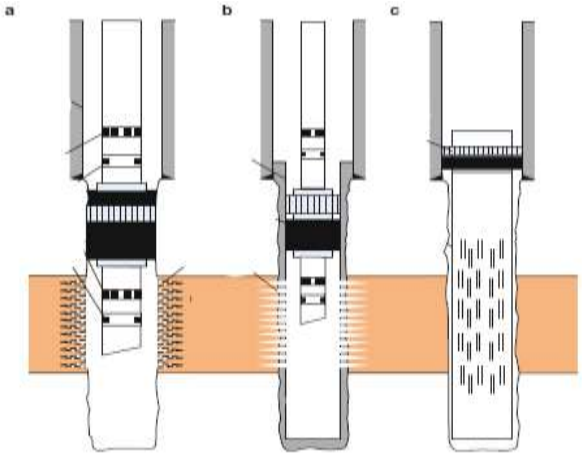



***Рис. 1. Основные виды конструкции заканчивания скважин***
***а) открытый ствол с перфорацией; б) закрытый ствол в) хвостовик***

На сегодняшний день существует большое количество методик выбора МУН. При этом используется лишь три основных подхода при их построении [1,2]:

- «Булева» логика;

- Теория нечётких множеств;
- Системы искусственного интеллекта.

Вне зависимости от подхода построения любая из методик базируется на обобщении результатов промышленного применения МУН, который показал, что различные МУН могут дать положительный технологический эффект лишь в определенных диапазонах значений геолого-физических параметров пласта и физико-химических свойств пластовых жидкостей и газов. Данные диапазоны значений определяют критерии применимости МУН.

Пластовые системы представляют собой классический пример сложной системы, при анализе которой люди во многом опираются на свои знания и опыт нежели на применение традиционных количественных методов. Для анализа таких систем предлагается использовать нечёткую логику / теорию нечётких множеств.

Теория нечётких множеств позволяет количественно оценить такие категорийные понятия как «очень хороший» или «крайне плохой», что особенно важно в задачах типа выбора МУН, когда параметры в ту или иную сторону отличаются от критериев применимости. Для пласта Дл-3 среди параметров, описывающих его свойства и свойства его пластовых жидкостей были выбраны параметры, такие как глубина, пластовая температура, нефтенасыщенность, эффективная нефтенасыщеная толщина, пластовое давление. Параметры были отобраны исходя из опыта работы.

Как видно из диаграммы, наиболее подходящими МУН являются тепловые. (ПТВ, ПТОС, и закачка горячей) Условия для их применения определены как идеальные. Дальнейшее рассмотрение осложняющих факторов и гидродинамическое моделирование процесса воздействия на пласт с применением выбранных МУН может значительно увеличить коэффициент вытеснения, тем самым увеличив конечный КИН. В качестве примеров показаны степени принадлежности параметра пласта критерию применимости МУН (ПТВ, Полимер), а также сами критерии применимости. ПТВ, ПТОС, и закачка горячей воды имеют аналогичные критерии применимости.

Полимерное заводнение не будет достаточно эффективным при столь вязкой нефти. При таких её значениях фактор сопротивление не вырастет более единицы ввиду значительно более низкой подвижности водного раствора полимера относительно подвижности нефти.

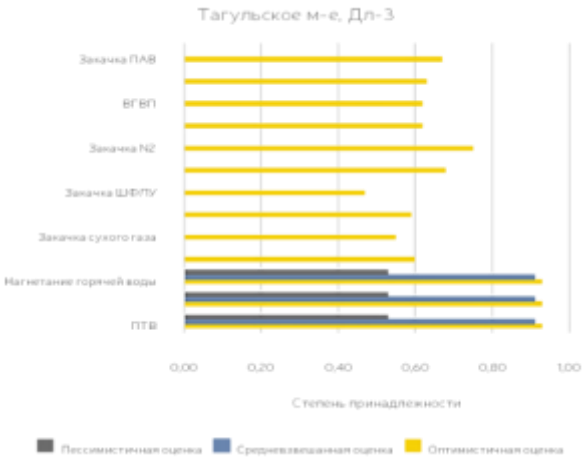



***Рис. 2. Диаграмма подбора МУН***

В данной работе рассмотрен подход к выбору решений по разработке залежей высоковязких нефтей.

Разобрана методика по определению эффективности применения МУН, имеющая преимущества перед традиционным подходом к решению данной задачи. Методика позволяет достовернее описать реальность, а значит, получить более достоверные результаты.

Особенностями методики являются:

- Возможность математически описать неопределённость границ критериев применимости.
- Возможность применения дифференцированного подхода для анализа геологической модели.
- Возможность использования интервалов значений параметров на входе вместо осреднённых значений.

Методика применена для определения эффективности применения МУН при разработке ТРИЗ пласта Дл-3 Тагульского месторождения, а также пластов других месторождений.

Сделаны выводы о дальнейшем рассмотрении тепловых МУН при разработке ТРИЗ пласта Дл-3 Тагульского месторождения в качестве приоритетных. Кратко обсуждены некоторые аспекты полученных результатов.

## Литература

1. Еремин Н.А., Золотухин А.Б., Назарова Л.Н., Черников О.А. Выбор метода воздействия на нефтяную залежь. – М.: ГАНГ, 1995. – 190 с.
2. Желтов Ю.П., Золотухин А.Б., Еремин Н.А., Назарова Л.Н. Система автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений (САПР РНМ) с применением тепловых методов увеличения нефтеотдачи//Развитие и совершенствование систем разработки нефтяных местор. – М.: Наука, 1989. – С. 119 – 131.

## УЛЬТРАЗВУКОВАЯ ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ СОРТОВ НЕФТИ

**Линин А.В.**
Научный руководитель доцент М.С. Турбаков
***Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия***

В России коэффициент извлечения нефти находится на сравнительно низком уровне по сравнению с другими нефтедобывающими странами, всего 0,25-0,45. Это связано с недостаточной эффективностью применяемых методов извлечения высоковязких нефтей, залежей которых на территории нашей страны – большое количество. Высоковязкие нефти представляют из себя высококонцентрированные дисперсные системы, что напрямую влияет на стоимость добычи, транспортировки и переработки.

Осложнения, связанные с запарафиниванием призабойной зоны, возникающие во время бурения, добычи флюида и ликвидации скважин, имеют большое количество путей решения. На данный момент основными методами интенсификации добычи на таких месторождениях являются химические реагенты и физическое изменение баланса сил взаимодействия между молекулами. Ультразвуковая обработка разрушает слои шлама в перфоканалах, разбивает корку, образованную после использования метода кумулятивной перфорации. В результате наблюдается повышение проницаемости призабойной зоны, увеличивается дебит скважины.

Данная технология находит применение на скважинах с высоковязкими нефтями, что проявляется в уменьшении вязкости, кроме того, существует вероятность уменьшения обводнённости добываемого флюида.

***Рис. 1. Конструктивная схема скважинного акустического прибора***

Метод ультразвукового воздействия – высокоселективен. С его помощью можно точно выбрать необходимые зоны воздействия, соответственно – появляется возможность более агрессивной обработки, например, запарафиненных участков или каналов, забитых шламом. Также особенностью технологии является отсутствие влияния на окружающую среду, цементный камень и обсадную колонну. При добыче высоковязких нефтей, практикуется спускание ультразвукового аппарата в скважину на длительный срок, при необходимости аппарат может быть снабжён датчиками температуры, давления и прочими. Подобная практика позволяет осуществлять постоянное воздействие на призабойную зону с получением актуальных данных о состоянии эффективного пласта.

На данный момент используется скважинный прибор со стандартными пьезокольцами диаметром 38 миллиметров, расположенными перпендикулярно его оси. Благодаря такой конструкции основная энергия излучателей направлена в радиальном направлении. Излучатели соединяются эластичными элементами, а к соединительной головке можно подключить любое необходимое оборудование благодаря возможности пропускания транзитных проводов сквозь ультразвуковой прибор. Схема прибора представлена на рисунке 1.

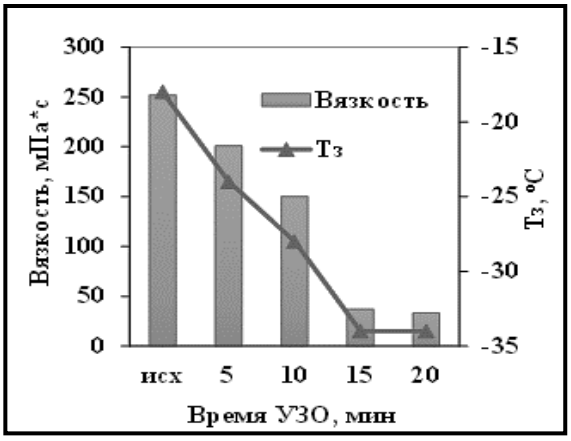



***Рис. 2. Влияние времени ультразвуковой обработки на эффективную вязкость (при температуре 10 °С) и температуру застывания высоковязких нефтей***

При обработке высоковязкой нефти в течение 10 мин наблюдается снижение вязкости при 10 °С в 2 раза. С увеличением времени ультразвуковой обработки вязкость уменьшается ещё больше (практически в 8 раз), и достигает своего постоянного значения только после 15 минуты обработки. Ультразвуковая обработка нефти способствует в том

числе и уменьшению температуры застывания ($T_З$). Диаграмма изменения значений вязкости и температуры застывания представлена на рисунке 2.

На месторождениях с высокопарафинистой нефтью результаты оказались неудовлетворительными. Обработка подобной нефти приводит к росту вязкости и повышению границы температуры застывания независимо от времени обработки. Повышение температур фазовых переходов в свою очередь интенсифицирует образование парафиновых отложений при одних и тех же температурных режимах.

Литература


1. Веселков С.Н. Интенсификация добычи нефти. Технико-экономические особенности методов // Промышленные ведомости [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.promved.ru, свободный – (11.03.2022)
2. Кузнецов О.Л., Ефимова С.А. Применение ультразвука в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1983, 193 с
3. Муллакаев М.С, Абрамов В.О., Волкова Г.И., Прозорова И.В., Юдина Н.В. Исследование влияния ультразвукового воздействия и химических реагентов на реологические свойства вязких нефтей // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2010. – №5. – С. 31 – 34.
4. Муллакаев М.С., Абрамов В.О., Печков А.А., Еременко И.Л., Новоторцев В.М., Баязитов В.М., Есипов И.Б., Баранов Д.А., Салтыков А.А. Ультразвуковая технология повышения продуктивности низкодебитных скважин // Нефтепромысловое дело. № 4. – М.: ОАО "Всесоюзный научно-исследовательский институт организации управления и экономики нефтегазовой промышленности", 2012. – С. 25 – 32.
5. Промтов М.А., Авсеев А.С. Импульсные технологии переработки нефти и нефтепродуктов// Нефтепереработка и нефтехимия. – № 6 – Москва, 2007. – С. 22 – 24.


## АНАЛИЗ И РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ВЫСОКООБВОДНЁННЫХ ПЛАСТОВ


**Монастырёв А.А.**

Научный руководитель доцент М.С. Турбаков

***Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия***


Выявлены рекомендации, которые могут позволить решить проблемы трудноизвлекаемых запасов нефти высокообводнённых пластов. При вытеснении нефти водой происходит неизбежное заводнение скважин водой, это приводит к уменьшению дебитов нефти, а в некоторых случаях даже к их полному прекращению. Однако многие месторождения, несмотря на обводнённость добываемой продукции, имеют большой потенциал добычи нефти. Поэтому следует заняться решением данной проблемы при помощи различных геологических мероприятий, чтобы максимально использовать потенциал подобных месторождений.

В процессе разработки месторождений нефти происходит обводнённость добываемой продукции. Причиной ее возникновения является перемещение зоны разделения между нефтью и водой во внутреннюю часть залежи, где раньше находилась нефть. Существенную роль в этом процессе играет неоднородность нефтяного пласта. Чтобы нефтеотдача поддерживалась на высоком уровне, необходимо улучшать методы разработки для извлечения трудноизвлекаемых запасов из коллекторов [3].

Проблемы, которые возникают при обводнённости добываемой продукции:

- Снижается точность определения объёма газа, который выделился из единицы объёма нефти при снижении давления и температуры до стандартных условий;
- Снижается точность определения дебита скважин;
- Уменьшение добычи нефти;
- Нужна очистка большого количества жидкости, в результате чего может не получится качественной очистки, а также создаётся лишняя нагрузка на сепаратор.

Для того, чтобы снизить количество воды в пласте можно оптимизировать работы нагнетательных и добывающих скважин. Если обсадные колонны неисправны, нужно будет их отремонтировать: устранить их негерметичность, изолировать отдельные водонесущие и обводнённые пласты. Так же можно применить плунжерный и газлифт, вспенить и поднять жидкость при помощи ПАВ, совершить продувку нефтяного резервуара [2].

Для выведения систем разработки месторождений на новой уровень, нужно провести ряд действий:

- определение точного положения остаточных запасов нефти;
- определение геометрических форм горизонтальных частей скважин с учётом разрабатываемых пластов, перспективных на нефть;
- выявить способы, которые оказывают влияние на застойные участки разрабатываемых месторождений;
- создать методы которые помогут проводить геолого – технические мероприятия для добычи остаточных запасов нефти.

Регулирование разработки залежей нефти - контроль процесса извлечения УВ из пластов, благодаря различным техническим мероприятиям. Цель его - изменить направление и скорость движения флюидов, чтобы улучшить добычу нефти.

Для достижения целей регулирования разработки следует провести следующие мероприятия:

- установление оптимального способа применения нефтедобывающих и нагнетательных нефтяных скважин;
- применение одновременно-раздельной закачки и одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) в случае многопластового месторождения;

- использование приемлемых методов вскрытия пластов месторождения и регулирование положения интервалов перфорации;

- проведение работ по изменению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) вскрытых пластов посредством влияния на их призабойную зону;

- проведение изоляционных работ для ограничения притока пластовых вод или отключение обводненных скважин [6].

Объяснение геометрии горизонтальных участков скважин на основе установления перспектив разработки пластов.

Бурение горизонтальной скважины предназначено для вскрытия нефтегазового пласта, располагающегося на продольном участке месторождения. Для осуществления указанной операции необходимо учитывать следующие объективные факторы: направление расположения горизонтального участка скважины, его размеры и геометрическую форму. Это зависит от литологии пласта, его мощности, устойчивости, неоднородности. Геологическая характеристика разреза: мощность и интервальность устойчивых горных пород; структура осадочных горных пород; присутствие и характер изменения физико-химических свойств горных пород выбранного для разработки пласта и пластов, находящихся над ним; угол наклона пласта [4]. Эксплуатационная характеристика пласта: объем нефтепродуктов, которые невозможно добыть путем вертикального или наклонного бурения; сила пластового давления; степень разработки залежи и методы ее эксплуатации; работающие пластовые мощности, планируемая частота их разработки; методы повышения нефтеотдачи; потенциальная вероятность поломки оборудования.

Способы оптимизации работы на слабо дренируемых и недренируемых участках. Можно использовать ГРП (гидроразрыв пласта), чтобы оказать влияние на слабонедренируемые участки. ГРП позволяет увеличить объем продуктивного пласта путем перенаправления движения закачиваемой воды. Чтобы воздействие жидкости не увеличивало объем слабо дренируемых участков, необходимо создать искусственную трещину в пласте, которая позволит расширить область перспективного участка. Также можно разрабатывать участки с неизвлеченной нефтью, повышая и поддерживая высокую нефтедобычу; вовлекать в разработку тупиковые зоны, линзы и полулинзы; увеличить количество скважин-кандидатов путем пересмотра критериев отбора; повысить КИН и т.п. [5].

Мы можем наблюдать за изменениями после применения ГРП. Это изменение абсолютной проницаемости горных пород по формуле:

$$K_{\text{абсолютная}} = \frac{Q\mu L}{(P1-P2)F}, \text{где}$$

$Q$ - объемный расход флюида, м 3/с;
$\mu$ - вязкость флюида, Па·с;
$L$ - длина образца, м;
$P1–P2$ – перепад давлений фильтрации;
$F$ - площадь поперечного сечения образца, м2.
А также можем заметить изменение обводнённости по функции Баклея-Леверетта:

$$f(\sigma) = \frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{в}}+Q_{\text{н}}} = \frac{k_{\text{в}}(\sigma)}{k_{\text{в}}(\sigma)+\frac{\mu_{\text{в}}}{\mu_{\text{н}}}k_{\text{н}}(\sigma)}, \text{ где}$$

$f(\sigma)$ - функция распределения потоков фаз;
$Q_{\text{в}}$ - объемная доля воды;
$Q_{\text{н}}$ - объёмная доля нефти;
$k_{\text{в}}(\sigma)$ - относительная проницаемость смачивающей фазы (воды), Д;
$k_{\text{н}}(\sigma)$ – относительная проницаемость нефти, Д;
$\mu_{\text{в}}$ - вязкость воды, Па·с;
$\mu_{\text{н}}$ - вязкость нефти, Па·с;
$\sigma$ – насыщенность ($\sigma_{\text{в}} + \sigma_{\text{н}} = 1$).

Увеличение эффективной и интенсивной выработки запасов требует составления методологии оперативного управления проводимыми геолого-техническими мероприятиями (ГТМ). Они реализуются на всех этапах разработки месторождения и интенсифицируются на завершающих этапах. Для оценки эффективности проводимых ГТМ используются следующие обязательные критерии: классификация ГТМ по способу воздействия на пласт и по целевому назначению; субъект проведения ГТМ; издержки на проведение ГТМ; прогнозирование общего, относительного и удельного эффекта ГТМ; успешность проведения ГТМ; длительность наблюдения последствий проведения ГТМ. Проведение ГТМ актуализируется в условиях разработки зрелых скважин, где объемы нефтедобычи сокращаются, а обводненность пластов возрастает [1]. Несмотря на то, что при разработке месторождение происходит обводнённость пластов и ухудшается добыча нефти, можно и нужно извлекать остаточные запасы, используя методы, представленные в данной статье. Их можно использовать как на конечных этапах разработки, так и при разработке месторождений, которые изначально являются сложными для извлечения нефти.

Борьба с обводнением пластов представляет собой комплексный набор специальных мероприятий, выбор которых зависит от ряда объективных показателей: объем и состав воды в нефтяном пласте, препятствующий добыче УВ; структурная характеристика пластов. Ориентируясь на эти показатели, можно выстроить грамотную стратегию устранения последствий обводнения или замедления притока воды в скажину. Анализ и решение проблем

трудноизвлекаемых запасов нефти высокообводнённых пластов поможет использовать все ресурсы месторождения по максимуму.

Литература


1. Андреева А.А. Эффективность проведения ГТМ на нефтяных месторождениях [Текст] / Андреева А.А. // Научно-образовательный журнал для студентов и преподавателей «StudNet» №2/2020: текст научной статьи по специальности «Экономика и бизнес». – Т., 2020. – С. 407 – 409.
2. Билянский К.В. Борьба с обводнением скважин [Текст] / Билянский К.В. // Журнал «Молодой учёный» №7 (297): текст научной статьи по рубрике «Технические науки». – М., 2020. – С. 16 – 18.
3. Закиров С.Н. Трудноизвлекаемые запасы нефти и критерии их рациональности [Текст] / Закиров С.Н. // Научно-технический журнал «Георесурсы»: текст научной статьи по специальности «Политологические науки». – М., 2014. – С. 16 – 19.
4. Помазов А.Н., Брагин А. Е. Первые результаты бурения боковых горизонтальных стволов на пласты Тюменской свиты Красноленинского месторождения [Текст] / А. Н.Помазов, А. Е. Брагин. // Журнал «Нефтяное хозяйство»: материалы научно-технической статьи. – Т., 2020. – С. 64 – 67.
5. Салимов Ф.С. Вовлечение в разработку слабодренируемых, трудноизвлекаемых запасов нефти путём изменения направления трещин ГРП [Текст] / Салимов Ф.С. // Журнал «Экспозиция Нефть Газ»: текст научной статьи по специальности «Энергетика и рациональное природопользование». – К., 2017. – С. 47 – 51.
6. Турбаков М.С., Мордвинов В.А. Анализ и оптимизация технологических режимов работы добывающих скважин с целью повышения эффективности их эксплуатации [Текст] / Турбаков М.С., Мордвинов В.А. // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело: текст научной статьи по специальности «Энергетика и рациональное природопользование». – П., 2005. – С. 77 – 81.


## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ МЕЖДУ ФИЛЬТРАЦИЕЙ И ИНФИЛЬТРАЦИЕЙ

**Мухамметдурдыев М.Б.**

Научный руководитель старший преподаватель А. Аманова

***Международный университет нефти и газа им. Ягшигелди Какаева, г. Ашхабад, Туркменистан***

Требования к реологическим свойствам технологических жидкостей, используемых при глушении скважин и других мероприятиях, определяются возможностью их поглощения продуктивным пластом. Данные жидкости должны обладать достаточной вязкостью и тиксотропией. Но, конечные величины структурно-механических свойства не должны быть слишком большими, в противном случае поглощенная жидкость не может быть полностью удалена из призабойной зоны пласта градиентами давления, создаваемыми в процессе инфильтрации. Существующие средства и приемы ослабления влияния технологических жидкостей на состояние призабойной зоны пласта имеют в основе физико-химический подход без учета релаксационных свойств технологических жидкостей.

Для оценки влияния релаксационных свойств жидкостей на состояние призабойной зоны пласта проводятся лабораторные эксперименты, моделирующие процесс задавливания жидкости в пласт, с последующим ее извлечением. Оценочными параметрами являются степень извлечения жидкости и изменение проницаемости по нефти. В пористую среду закачиваются различные жидкости: вода, раствор полиакриламида (ПАА), вязкоупругий состава (ВУС) и водонефтяная эмульсия. Вязкоупругая система представляет собой сшитый солью $Cr_2(SO_4)^3$ раствор ПАА. Пласт моделируется линейной насыпной из кварцевого песка моделью, начальной проницаемостью по нефти 1,6+1,8 $10^{-12}$ $m^2$. После нагружения модели пласта до 25 Мпа производится разгрузка с различными темпами до начального давления. Кривые нагружения и реагружения модели пласта приведены на (Рис 1).

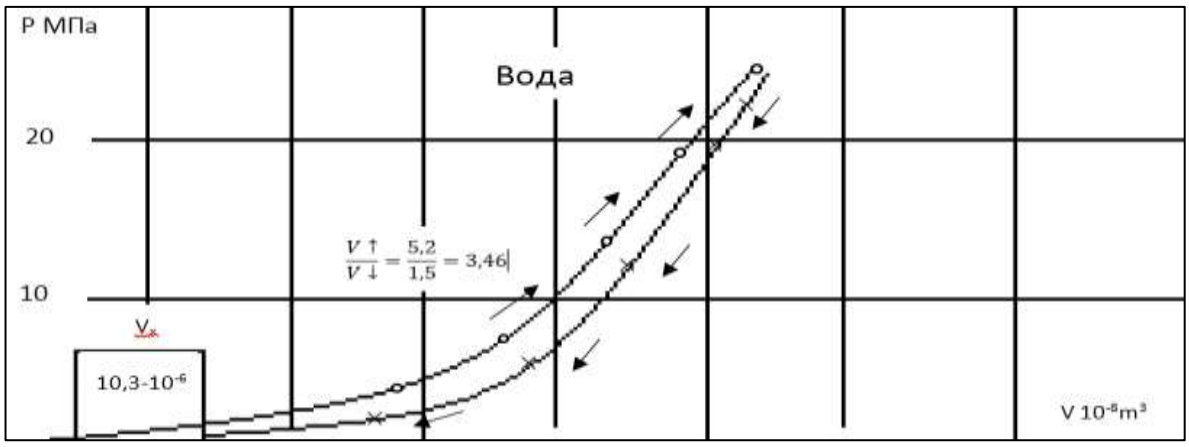



***Рис. 1. Кривые нагружения и реагружения модели пласта [1]***

В случае закачки релаксирующих жидкостей наблюдается относительно большой выход при инфильтрации. Наиболее полное вытеснение имеет место при темпе реагрузки 1+5x$10^{-3}$ Па/сек, то есть когда время разгрузки соизмеримо о времени релаксации, наблюдаемым при нагружении этих систем в подобных условиях. При

реагружении модели пласта от 25 до 10 МПа, относительный выход, закаченный жидкости, составляет 69,77 и 86 % соответственно для годов, растворе ПАА и сшитого раствора ПАА. Уменьшение проницаемости по нефти после инфильтрации воды и сшитого раствора ПАА соответственно составило 1,5 и 1,3 раза.

Используя релаксирующие жидкости, наряду с регулированием их физико-химических свойств, возможно значительно ослабить необратимые изменения в призабойной зоне пласта. Для глушения скважин рекомендуется закачивать 1,5+2 м$^3$ раствора ПАА или ВУС на 1 пог.м. фильтра. Концентрация ПАА должна быть 0,3+0,4 % (в расчете на сухое вещество). ВУС приготавливается введением в раствор ПАА соли $Cr_2(SO_4)^3$, и в расчет 0,04+0,05 кг на I м$^3$ раствора. При этом следует иметь в виду, что индукционный период образовании ВУС (время сшивания макромолекул (ПАА) при нормальной температуре длится 1,5-2 часа.

Пример. Проведения работ при консервации скважины, законченный бурением. Параметры скважины: продуктивный пласт песчаник с глинистыми пропластками; забой-2698 м; фильтр-2639+2651 м; пластовая температура – 341 К; пластовое давление-19,3 МПа; эксплуатационная колонна – 6. В качестве жидкости задавливания использовался ВУС объёмом 35 м3. Технология приготовления ВУС следующая: в трех ёмкостях общим объёмом 27 м$^3$ приготавливали 0,4 % раствор ПАА, в одной ёмкости объёмом 8 м$^3$- водный раствор соли $Cr_2(SO_4)^3$ концентрацией 0.20 кг/м$^3$. Смешение компонентов производили через тройник, закачку вели двумя агрегатами при соотношений скоростей 3:1. Исходный объём ВУС продавливали глинистым раствором до фильтра через бурильные трубы, спущенные до нижних отверстий фильтра. Дальнейшие этапы консервации не отличались традиционного метода.

Процесс освоения данной скважины после 8-мм месячной консервации прошел без всяких осложнений, и скважина вступила в эксплуатацию фонтанным способом с дебитом 25 т/сут нефти, что несколько выше среднего показателя для скважин, подвергнутых консервации на данном участке месторождения.

Литература

1. Мирзаджанзаде А.Х., Садыхзаде Э.С., Рамазанов Э.Э. Анализ технологических процессов при разработке морских нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Методическое руководство – Баку: Изд-во АТКЗ нефти и химии им.М.Азизбекова, Том II. 1983. – 117 с.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕНЕТИЧЕСКИХ АЛГОРИТМОВ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

**Новак М.В.**

Научный руководитель инженер Д.В. Коношонкин

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

В настоящее время информационные технологии широко используются инженерами-разработчиками месторождений углеводородов в качестве помощи в принятии решений. Было выдвинуто предположение, что генетические алгоритмы (как один из оптимизационных методов машинного обучения) могут быть использованы в качестве такой помощи для оптимизации системы разработки. Для проверки данного предположения было решено создать синтетическую модель и применить на ней генетический алгоритм для получения оптимальной системы разработки (с точки зрения экономики).

Система разработки месторождений нефти и газа подразумевает под собой организацию движения нефти и газа к добывающим скважинам. В частности, под системой разработки месторождения часто понимают размещение скважин на эксплуатационном объекте, темп и порядок их ввода в работу. Во многом именно от выбора системы разработки месторождения зависит экономическая эффективность проекта разработки месторождения. [1]. Генетические алгоритмы – это семейство алгоритмов, основанных на эволюции живых существ, наблюдаемой в природе. Генетические алгоритмы способны решать задачи оптимизации, обучения и поиска, основываясь на принципе естественного отбора.

В генетических алгоритмах из всего пространства поиска выделяется некоторое множество точек этого пространства, которое в терминах генетики называется популяцией (см. рис. 1). Каждая особь популяции, потенциальное решение задачи, представляется хромосомой – структурой элементов (генов). На множестве решений определяется целевая функция, которая позволяет оценить близость каждой особи к оптимальному решению – способность к выживанию. Генетический алгоритм поиска решения заключается в моделировании эволюции подобной искусственной популяции. Популяция развивается от одного поколения к другому. Создание новых особей в процессе работы алгоритма происходит на основе моделирования процесса размножения. При этом особи, участвующие в процессе воспроизводства, называют родителями, а получившиеся в результате особи – потомками. В каждом поколении множество особей-потомков создается путем использования генов особей-родителей и с помощью мутаций – замены генов потомков на случайные (происходит с низкой вероятностью). [3]

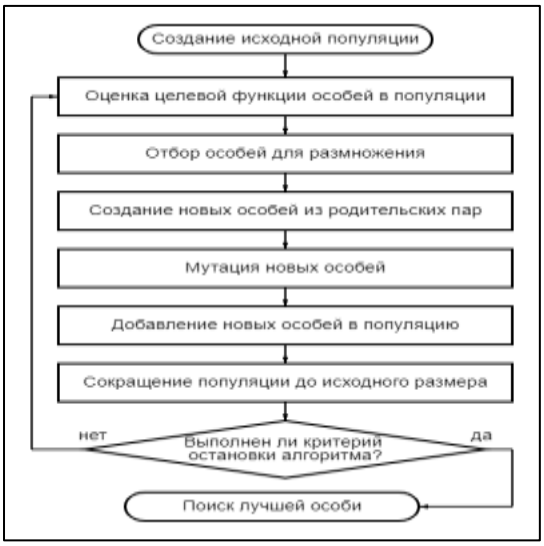



***Рис. 1. Схема простого генетического алгоритма***

Сам генетический алгоритм был только частью оптимизационной системы. Для проверки выдвинутого в начале предположения, была построена синтетическая гидродинамическая модель и синтетическая финансово-экономическая модель (рис. 2).

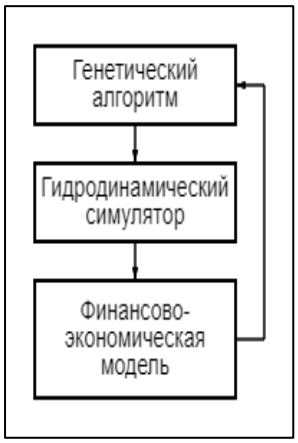



***Рис. 2. Схема простого генетического алгоритма***

Гидродинамическая модель была построена на основе простой геологической модели небольшого размера (с размером пять на пять километров в плане и с мощностью тридцать метров) с однородными свойствами, к которой были добавлены синтетические свойства флюидов (нефти и воды) и породы.

Финансово-экономическая модель имела в себе экономические параметры, необходимые для расчетов (курс доллара, цена нефти, капитальные и операционные затраты, налоги и так далее), и получала на вход профиль добычи нефти и информацию по мероприятиям, вызывающим затраты (бурение скважин).

Было решено, что целью генетического алгоритма будет нахождение оптимальной системы разработки месторождения. Оптимальной системой разработки было решено считать такую систему разработки, при которой чистая приведенная стоимость (NPV – net present value) будет максимальной.

В нашем случае популяция представляет собой набор систем разработки (особей) с различными параметрами системы разработки (генами) – расстояниями между скважинами, наличиями, длинами и направлениями горизонтальных стволов и так далее. Каждой особи соответствует своя чистая приведенная стоимость, которая рассчитывается финансово-экономической моделью на основе результатов, полученных по результатам гидродинамического моделирования.

Для оценки эффективности работы алгоритма было решено сравнить результат его работы с результатом, основанным на применении метода Монте-Карло (случайный выбор параметров системы разработки) на одной и той же модели с тем же количеством расчетов, что и в генетическом алгоритме.

По результатам выполнения нескольких запусков генетического алгоритма и метода Монте-Карло, было выяснено, что при применении генетического алгоритма удавалось достичь значения чистой приведенной стоимости в среднем на 30 процентов выше, чем в методе Монте-Карло. При этом генетический алгоритм в 80 процентах случаев достигал максимально возможного значения чистой приведенной стоимости и всегда давал результаты лучше, чем применение метода Монте-Карло.

Таким образом, можно заключить, что генетические алгоритмы могут быть использованы для оптимизации системы разработки месторождений нефти и газа (как минимум в качестве помощи при принятии решений). Также работа по развитию полученного генетического алгоритма может быть продолжена – можно проводить анализ чувствительности алгоритма к различным его параметрам и тестировать алгоритм на более сложных моделях.

Литература

1. Бойко, В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Учебник для вузов [Текст] / В. С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
2. Вирсански, Э. Генетические алгоритмы на Python: пер. с англ. А.А. Слинкина. [Текст] / Э. Вирсански. – М.: ДМК Пресс, 2020. – 286 с.
3. Скобцов, В. Ю. Интеллектуальный анализ данных: генетические алгоритмы: учебно-методического пособие. [Текст] / В. Ю. Скобцов. – Минск: БГУИР, 2018. – 92 с.

## ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

**Нурмаганбетова К.А., Хагай Д.Э.**
Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Снижение уровней добычи на нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири вынуждает активно вводить в разработку трудноизвлекаемые запасы, сосредоточенные в коллекторах с низкими фильтрационными свойствами. Разработка таких месторождений системами вертикальных скважин (ВС) может быть экономически нецелесообразна, а иногда невозможна, потому что общий объем запасов остается невовлеченным в промышленную разработку.

В таких условиях наиболее рациональным направлением для улучшения использования трудноизвлекаемых запасов является переход на систему разработки месторождений с использованием горизонтальных скважин (ГС). Скважины с горизонтальным окончанием имеют большую поверхность вскрытия пласта, большую площадь дренирования, а также уменьшают фильтрационное сопротивление в призабойной зоне [1].

Для наиболее точного определения запасов углеводородов в низкопроницаемых коллекторах, оценки возможности их вовлечения в разработку и обеспечения контроля за разработкой в первую очередь необходимо получение достоверной информации о продуктивном пласте-коллекторе, основным источником которой являются проводимые на скважинах газогидродинамические исследования (ГДИ) [3].

Классическим методом определения параметров не только призабойной зоны, но и продуктивного пласта является регистрация кривой восстановления давления (КВД) в период остановки скважины. Однако, для определения достоверных параметров удаленной зоны пласта регистрация КВД для ГС должна быть достаточно продолжительной для достижения позднего радиального режима течения. Проведение исследований методом КВД влечет за собой не только потери в добыче газа, связанные с остановками скважин, но и требует дополнительных затрат на проведение инструментальных замеров. В этом контексте весьма актуальным становится вопрос поиска альтернативных методов ГДИ, требующих меньших затрат, но при этом позволяющих получить параметры с той же достоверностью.

На сегодняшний день в связи с внедрением новых ресурсосберегающих технологий выполняется большой объем бурения и ввода в разработку ГС, оснащенных термоманометрическими системами (ТМС). Также наряду с ними внедряются системы дистанционного контроля (СДК), предназначенные для «online мониторинга» с целью контроля работы скважины, выполнения комплекса ГДИ, позволяющих получать информацию с высоким уровнем детализации пластов в режиме реального времени.

Анализ динамики (АД) по данным ТМС или «online мониторинга» является естественным дополнением к классическим методам ГДИ. Идея подобного анализа достаточно проста – в течении длительного времени прослеживается работа скважины и на основе полученных данных по анализу истории дебитов и забойного давления проводится оценка параметров пласта и скважины. Исследование проводится для определения текущего и потенциального объема дренирования скважин, гидро- и пьезопроводности пласта, межскважинного взаимодействия, типа и удаленности границ, восстановления истории пластового давления и продуктивности скважин, а также оценки определения фильтрационных свойств пласта без проведения дополнительных полевых операций [2, 4].

С целью определения возможности проведения ГДИ методом АД было проведено сравнение параметров, полученных в результате исследований методом КВД и АД на примере ГС №XXX с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП).

Из анализа истории записи давления и дебита по данной скважине с момента пуска в эксплуатацию можно выделить две длительных КВД, также весь временной промежуток может быть использован в качестве входных данных для АД (рис. 1).

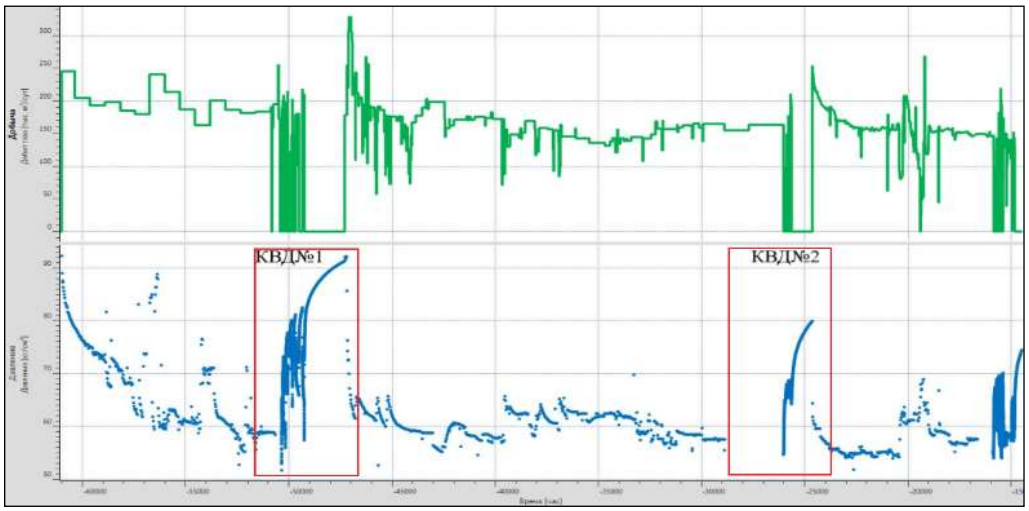



***Рис. 1. График истории давления и дебита по скважине №XXX***

Для интерпретации была выбрана КВД№1, поскольку имеет большую продолжительность, следовательно, давление лучше восстановлено и параметры будут более достоверными. Интерпретация КВД производилась в программном комплексе KAPPA Workstation (модуль Saphir). На диагностическом графике можно выделить период линейного течения, обусловленный проведенным ГРП, а также период позднего радиального режима течения, по которому определяются основные параметры пласта (рис. 2). График истории работы скважины до проведения КВД представлен на рис. 3.

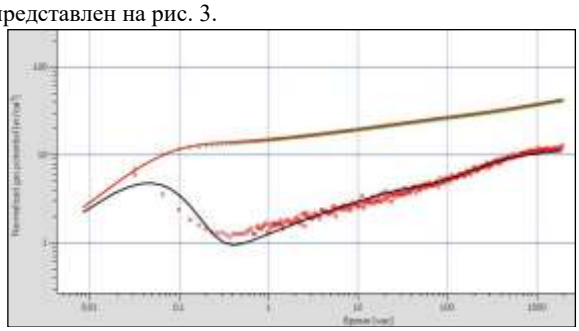


***Рис. 2. Диагностический график КВД№1 по скважине №XXX***

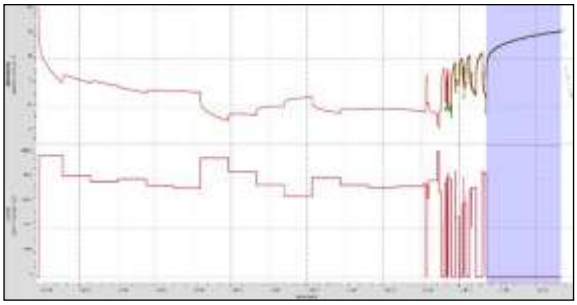


***Рис. 3. График истории КВД№1 по скважине №XXX***

Интерпретация АД выполнялась в модуле Topaz. Адаптация модели производилась по накопленной добыче и забойному давлению, для этого были построены зависимости забойного давления, дебита жидкости и накопленной добычи от времени (рис. 4). На диагностическом графике прослеживается рост производной давления, соответствующий линейному режиму течению. Далее выделяется период, соответствующий позднему радиальному режиму течения, по которому определяется параметр kh/μ для последующего определения проницаемости k. При этом эффект ВСС на диагностическом графике АД, как правило, выражен неявно и поэтому не учитывается при интерпретации (рис. 5).

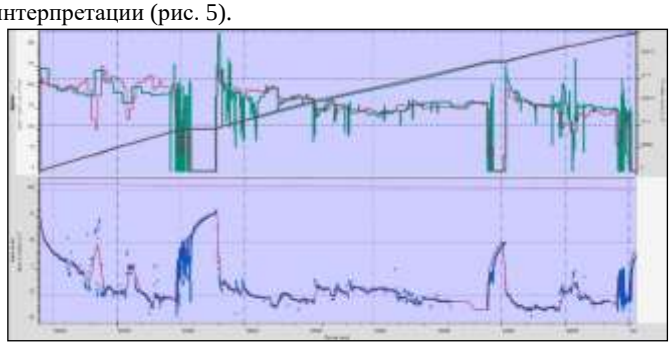


***Рис. 4. График моделирования дебита газа, накопленной добычи и забойного давления по скважине №XXX***

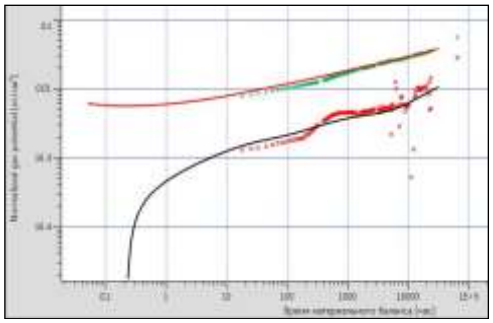


***Рис. 5. Диагностический график кривой анализа добычи по скважине №XXX***

Основные полученные в ходе обработки результаты представлены в таблице.

***Таблица***

***Параметры, полученные в результате обработки КВД и методом АД***

| Вид исследования | Проницаемость, мД | Скин-фактор | Гидропроводность, Д·см/спз | Пьезопроводность, $см^2/с$ |
|---|---|---|---|---|
| КВД | 1,72 | -5,77 | 214,14 | 28,63 |
| АД | 1,73 | -5,86 | 215,39 | 28,24 |

Расхождения параметров, определенных методами КВД и АД, весьма незначительны, что является косвенным подтверждением достоверности полученных результатов и говорит о возможности применения метода АД в качестве дополнения к существующим ГДИ. Также следует отметить, что для достижения выхода на радиальный режим течения при снятии КВД скважине необходимо было простоять 1953 часа, что привело к потерям в 16,2 млн. $м^3$ газа. Поэтому с экономической точки зрения, применение метода АД на объектах добывающего фонда представляется весьма перспективным.

Таким образом, метод АД позволяет определить те же параметры пласта, что и КВД без простоя скважины и проведения дополнительных полевых операций. При этом, стоит отметить, что особую важность для получения корректных диагностических графиков имеет качество входных данных, поэтому датчики ТМС должны иметь высокую разрешающую способность.

Литература

1. Алиев, З.С. Исследование горизонтальных скважин: учебное пособие / З.С. Алиев, В.В. Бондаренко. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 300 с.
2. Котежеков, В.В. Опыт применения анализа добычи в ПО Kappa Topaze. – Инженерная практика. – 2013. – №9. – С. 17 – 20.
3. Кремнецкий, М.И. Оценки продуктивных свойств пласта и скважины по гидродинамическим исследованиям: учебное пособие / М. И. Кремнецкий, А. И. Ипатов, Д. Н. Гуляев – М.: РГУ нефти и газа, 2003. – 85 с.
4. Хагай, Д. Э. Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на эксплуатационных объектах по кривым стабилизации давления горизонтальных скважин / Д. Э. Хагай; науч. рук. О. С. Чернова// Проблемы геологии и освоения недр: труды XXV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 120-летию горногеологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 5-9 апреля 2021 г.: в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2021. – Т. 1. – С. 182–184.

## ТРУДНОСТИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ШЕЛЬФА

**Пакшандаев Я.А.**

Научный руководитель доцент М.С. Турбаков

***Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия***

В 2020 году количество добытых запасов в России составило 505,6 млн т нефти и 697,7 млрд куб. м газа. Прогнозируемые ресурсы, с учетом перспективных, достигают 3,98 млрд т и 74,5 трлн куб. м соответственно. Нефтяные компании заинтересованы в реализации имеющихся ресурсов и ведут работы в этом направлении. Но, с течением времени, истощаются запасы легкой нефти, вследствие чего появляется необходимость осваивать новые, часто труднодоступные и "неудобные" месторождения.

В настоящее время около 75 % нефти и газа нашей страны добываются в северных регионах. Из них в российской Арктике открыто 360 месторождений нефти и газа, в том числе 334 на суше и 26 – на платформе. По оценкам, на российском арктическом шельфе имеются запасы нефти и газа, которые смогут обеспечить 20-30 % мировой добычи нефти к 2050 году. Поэтому полномасштабное освоение морских ресурсов в России является одним из приоритетных направлений развития нефтегазовой отрасли [4].

Область, в которой побережье плавно уходит в море за счет малого угла наклона, а также имеет равнинный рельеф называется шельфом. Шельф выступает продолжением суши под водой, имея при этом схожую геологическую структуру. Велика вероятность обнаружения нефтепродуктов на континентальном шельфе, при наличии нефти и газа в прибрежных районах.

При разработке шельфовых месторождений недропользователь сталкивается с рядом проблем, которые усложняют добычу углеводородов: суровый климат, глубина моря, сложность рельефа, сильное подводное течение и другие. Всё это приводит к тому, что проведение буровых и других работ имеют жесткие ограничения по времени, а также предъявляются дополнительные требования к оборудованию и персоналу [5,6].

***Таблица***

***Недостатки и преимущества морских месторождений***

| Недостатки | Преимущества |
|---|---|
| Быстрое распространение коррозии эстакад, стальных платформ | Рентабельность разработки месторождения |
| Отсутствие транспортной инфраструктуры | Усовершенствование технологий оборудования, импортозамещение |
| Особенности технического снабжения месторождения | Независимость работы промысла от погодных условий |
| Слабая изученность морских территорий | Спрос организаций на разработку шельфовых месторождений |
| Повышение динамичности с увеличением глубин, что усложняет добычу на больших глубинах | Рост объема геологоразведочных работ |
| Востребованность наиболее современного технологического оборудования | |
| Повышенный риск экологической катастрофы в случае разлива нефтепродукта | |
| Большие капиталовложения в освоение месторождения | |
| Необходимость высококвалифицированных кадров | |

На континентальном шельфе нашей страны успешно ведут работы по добыче углеводородов компании Сахалин Энерджи и Газпром нефть. В их проектах используются новейшие из имеющихся на сегодняшний день разработки, технологии и подходы к организации процессов нефтедобычи [2].

Передовым примером платформы является «Приразломное» месторождение. Оно находится на территории 3 районов Ханты-Мансийского, Нефтеюганского и Сургутского. Для данного климатического пояса характерен пониженный температурный режим вплоть до -50 ºС, девять месяцев зимы, устойчивый ледяной покров, частые штормы и агрессивная морская среда.

Для борьбы с такими условиями все процессы максимально автоматизированы. На платформе установлена вышка, которая рассчитана на работу в условиях повышенных скоростей ветра до 51 метра в секунду и оснащена датчиками оперативной информации: уровня кислорода, сероводорода, метана и угарного газа. Трубопроводы и оборудование подогреваются, сопротивляясь внешней температуре, что исключает влияние на окружающую среду. В основании платформы смонтирован кессон, который является опорной частью и нефтехранилищем и повышает стойкость сооружения, а также сводит к минимуму возможность выброса нефтепродуктов в море.

Все технологические отходы вывозятся на берег и впоследствии закачиваются в специальную поглощающую скважину. На шельфе «Приразломного» месторождения ежегодно проводится экомониторинг состояния окружающей среды, так как недалеко находятся заказник и несколько заповедников [1].

В 2005 году в российском секторе дна Каспийского моря компанией «Лукойл» было открыто месторождение. На данный момент там поддерживается добыча нефти в размере проектного уровня - 6 млн т в год. Вследствие уникального геологического строения нефть месторождения относится к легкой малосернистой и является высококачественной, а также коллекторы обладают высокой проницаемостью. Для более эффективной добычи используются двуствольные горизонтальные скважины, которые снабжены интеллектуальным оборудованием контроля притока. С помощью системы Каспийского Трубопроводного Консорциума нефть экспортируется с месторождения, также эта технология транспортировки позволила уменьшить расходы перевозки углеводородов с других месторождений каспийских проектов.

Ещё одним примером шельфового месторождения является Платформа «Пильтун-астохская-б» проекта Сахалин Энерджи, которая начала свою работу в 2008 году. В связи с необходимостью работы платформы в холодных климатических условий, была разработана уникальная технология сжижения газа, основанная на применении смешанного двойного хладагента. Учитывая климатические условия, оборудование было оснащено средствами защиты от обледенения. Модернизация оборудования не прекращается и по сей день, так с каждым годом увеличивается количество нагнетательных и добывающих скважин, а также внедряются автоматизированные системы, контролирующие пластовое давление для уменьшения риска аварийной ситуации и потери запасов углеводородов.

Весь промысел нефтедобычи сопряжен с рисками возможности возникновения аварий, которые могут нанести значительный урон экологической обстановке. Например, в 2010 году произошёл взрыв платформы Deepwater Horizon на месторождении «Макондо», который привёл к разливу нефти в объеме около 5 миллионов баррелей. Это происшествие негативно повлияло на нефтяную, рыболовную отрасль и туризм. Более 400 видов животных находилось под угрозой, закрытие рыболовства привело к увольнению более 150 тысяч работников, 13 тысяч рабочих мест были потеряны из-за моратория на бурение.

Ещё одним примером экологической катастрофы явился выброс нефти севшего на мель танкера Exxon Valdiz в окружающую среду, который произошёл в 1989 году. Около 40 миллионов тонн нефти вытекло в море и губительно повлияло на экономическую и экологическую ситуацию. Более 1500 км побережья загрязнились, уменьшилась численность морских видов животных [3].

Разработка шельфовых месторождений в России является одной из значимых задач в нефтяной отрасли. Многие эксперты считают, что долгосрочное устойчивое развитие нефтегазовой отрасли заключается в освоении

потенциала континентального шельфа, а также превращении Арктики в крупнейший регион нефтегазодобычи. В связи с этим, перед государством и операторами проектов стоят инновационные организационно-управленческие задачи, решение которых должно поспособствовать постепенному, экономически эффективному, экологически сбалансированному, социально-ориентированному и безопасному освоению морских углеводородных месторождений шельфа.

Литература

1. Бузовский В.В., Конопляник А.А. Анализ стратегий освоения арктического шельфа России ПАО" НК" Роснефть" и ПАО "Газпром" //Газовая промышленность. – 2016. – №. 12 (746). – С. 16-23.
2. Гимаева А.Р., Хасанов И.И., Шобик Н. А. К вопросу выбора схемы транспортировки углеводородов, добываемых с шельфа арктических морей //Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – №. 3. – С. 62-69.
3. Картамышева Е.С. Морская добыча нефти / Е. С. Картамышева, Д. С. Иванченко // Молодой ученый. – 2017. – № 25(159). – С. 107-110.
4. Паршаков Д. С. Перспективы развития шельфовых нефтегазовых проектов //International agricultural journal. – 2021. – Т. 64. – №. 1.
5. Тасмуханова А.Е., Шигапова Р.Р. Особенности разработки шельфовых месторождений нефти //Вестник евразийской науки. – 2018. – Т. 10. – №. 2. – С. 76.
6. Технико-технологические особенности освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа / Д. А. Мирзоев, И. Э. Ибрагимов, О.Л. Архипова [и др.] // Гидротехника. – 2021. – № 4(65). – С. 10-14.

## СОЗДАНИЕ АЛГОРИТМА ГЕНЕРАЦИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ УЧЕТА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ

**Пидзамкив Е.В.**
Научный руководитель доцент И.В. Матвеев
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Оценка неопределенностей является важной составляющей геологического моделирования и служит опорой для принятия дальнейших инвестиционных решений при разработке нефтяных и газовых объектов. Создание геологической модели является трудоемким процессом и требует оптимизации с целью достижения максимальной эффективности. На современном этапе развития технологий ускорение процесса генерации моделей возможно осуществить с помощью создания workflow (рабочего процесса/алгоритма). В данной статье представлены шаги подобного алгоритма.

Для начала определены параметры, требующие изменения на каждой итерации. На глобальном уровне выделено пять элементов. К ним относятся: объем залежи, распределение коллектора в пласте, распределение пористости, газонасыщение, объемный коэффициент газа.

1. Объем залежи зависит от двух параметров: геометрии кровли и подошвы, а также положение газоводяного контакта. Поскольку разрешающая способность сейсмики составляет порядка 16 метров, стоит предположить, что кровля и подошва могут иметь в себе неопределенность, связанную с глубиной их залегания. Для учета данного параметра создана поверхность, меняющая положение структур. Поскольку скважина не вскрыла водоносную часть пласта положение газоводяного контакта также требуется учесть, как неопределенность и варьировать его положение на каждой итерации.

2. Распределение коллектора в пласте смоделировано путем генерации следующих случайных величин: наггета, большой и малой осей вариограммы, азимута направления большой оси. Значения изменялись от 0 до 0,5, от 1000 до 5000 метров, от 500 до 3000 метров, от -90° до 90° соответственно. Данный пункт позволяет распределить коллектор и не коллектор в пласте имитируя различные виды осадконакопления.

3. Различное распределение пористости осуществлялось с помощью задания четырех параметров: минимального и максимального значений, среднего, а также величины стандартного отклонения. Значения варьировались от 0 до 1 %, от 7 до 9 %, от 3 до 5 %, от 0,01 до 0,02 соответственно. Стоит отметить, что пористость моделировалась на основе предыдущего шага и не коллектору автоматически присваивалось значение 0.

4. Насыщение газа принималось равным в диапазоне от 80 до 90 % и задавалось при помощи генерации случайных чисел в симуляторе.

5. Объемный коэффициент газа задавался случайным образом в диапазоне от 0,006 до 0,007.

После создания всех необходимых кубов реализован подсчет запасов. Суммарно сгенерировано 100 моделей на основе которых построено распределение запасов по вероятности.

В итоге получены гистограммы распределения запасов (рис. 1 и рис. 2). По данным определены категории запасов P90, P50 и P10, равные соответственно 5984, 7563 и 9507 млн м$^3$.

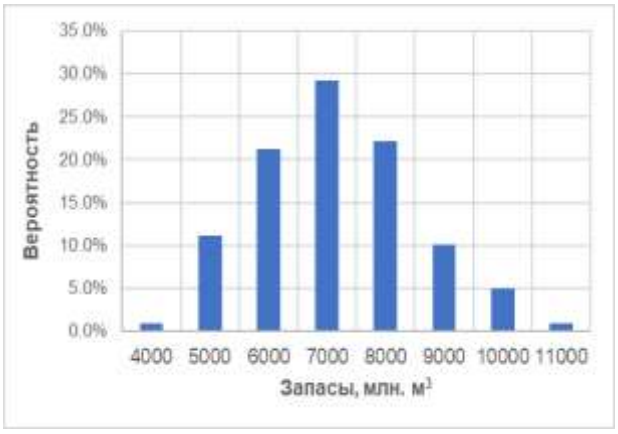



*Рис. 1. Гистограмма распределения запасов*

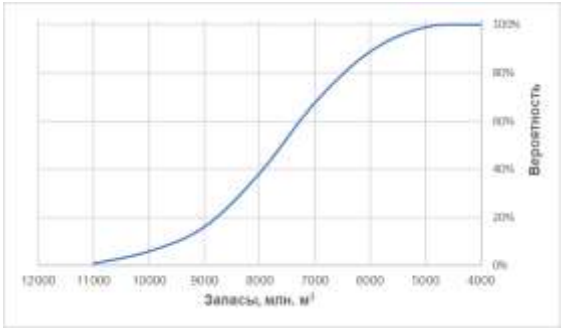



*Рис. 2. Накопленная вероятность запасов*

*Рис. 3. Алгоритм генерации моделей*

Литература

1. Kamali, M. 3D Geostatistical Modeling and Uncertainty Analysis in a Carbonate Reservoir [Text] / Kamali M., Omidvar A., and Kazemzadeh E. // Journal of Geological Research. – 2013. – DOI: 10.1155/2013/687947
2. Yong, H. Uncertainty, sensitivity analysis and optimization of a reservoir geological model [Text] / Wenxiang H., Yanli Z., Bincheng G., Zhaopu G. // 2019. - Marine Georesources & Geotechnology. – 2019. – P. 129-139. DOI: 10.1080/1064119X.2019.167

## ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ СПИРАЛЬНО-ЛЕПЕСТКОВОГО ШТУЦЕРА

**Подоляко Д.С.**

Научный руководитель профессор О.С. Чернова; доцент А.А. Азеев

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

Одной из актуальных проблем на сегодняшний день является неэффективное управление системой добычи углеводородов. Этот факт приводит к дополнительным потерям пластовой энергии. Наиболее распространенными причинами являются: 1) образование песчаных и гидратных пробок; 2) коррозия; 3) скопление жидкости на забое скважины. Система пласт-скважина-штуцер требует точной настройки по средствам автоматизации процесса как замеров, так и передачи скважинных параметров. На большинстве месторождений скважины не оборудованы полноценными средствами телемеханики, что существенно ограничивает возможности их управления и контроля.

Рассмотрим возникновение перечисленных проблем более детально.

Гидраты – это твердые кристаллические тела, образовавшиеся в условиях, когда в присутствии свободной воды природный газ находится при температуре равной или ниже температуры гидратообразования.

Начальными условиями, активизирующими образование гидратов, являются:

1) присутствие свободной воды в газе при температуре, равной или ниже точки росы;
2) низкие температуры;
3) высокие давления.

Условия, благоприятствующие формированию гидратов, включают в себя:

1) высокие скорости;
2) пульсацию давления;
3) внедрение мелких кристаллов гидратов;
4) наличие физического места для образования гидратов (изгибы труб, диафрагма, штуцер, клапаны для регулирования противодавления);
5) перемешивание;
6) присутствие сероводорода и углекислого газа [1].

Песчаные и гидратные пробки скапливаясь на забое способствуют снижению дебета, повышению частоты ремонтных работ, тем самым повышая себестоимость добычи флюида.

Одним из способов минимизации образований является контроль скорости потока газа.

Нижним ограничением по скорости потока является проходное сечение фонтанных колонн, которое рассчитывается по формуле 1.

$$U = \frac{Q*10000*4}{86400*\pi*d^2*Рзаб} \quad (1)$$

Где: d-диаметр, см; Q-дебит газа, м$^3$/сут; Рзаб – забойное давление, ат.

Превышая рассчитанное значение образовавшиеся пробки будут выноситься на поверхность [1].

Верхним пределом является ограничение по выносу механических примесей. Необходимо подобрать баланс между дебетом и разрушением призабойной зоны пласта.

Контроль за выносом механических примесей первоначально производится в период пуска скважины в эксплуатацию. Для определения концентрации механических примесей необходимо провести испытания скважины, определяя количества твердых и жидких примесей, выносимых из скважин и фиксируемых при помощи передвижной сепарационной установки. Достаточно эффективным решением данных проблем, будет установка спирально-лепесткового штуцера совместно с системой автоматизации процесса добычи.

Предлагаемое устройство, работающее в автоматическом режиме с обратной связью, позволит обеспечить повышение объема добычи за счет:

- поддержания постоянной оптимальной величины депрессии на пласт
- увеличения срока фонтанирования скважин
- снижения вероятности образования песчаных и гидратных пробок
- функции самоочистки
- бесступенчатой самокорректировки расхода потока
- автоматизации мероприятий по устранению износа штуцера

Для повышения износостойкостных характеристик возможно изготовление штуцера из коррозионностойких материалов, таких как карбид кремния. Спирально-лепестковый штуцер, выполненный из этих материалов 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.

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 1.

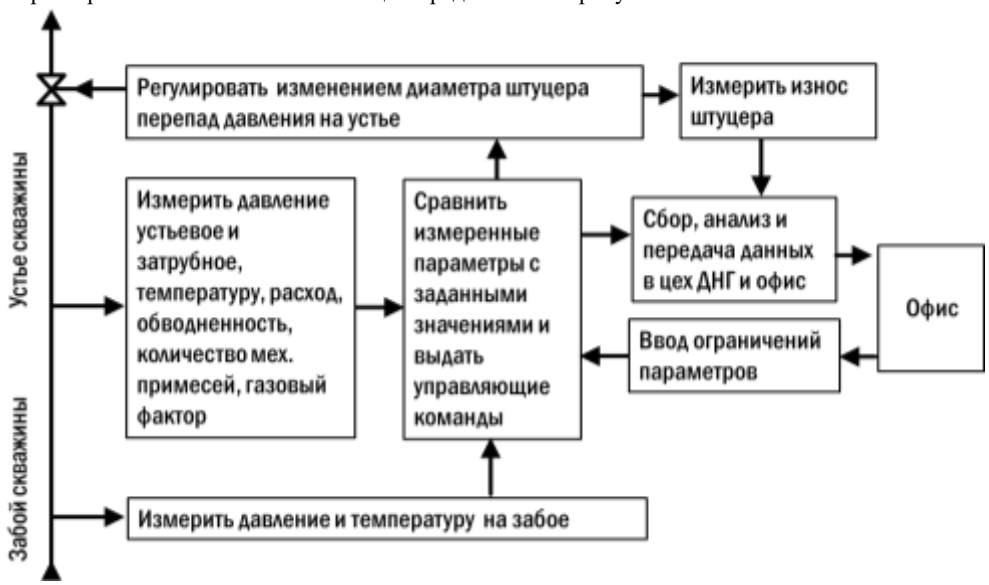



***Рис. 1. Алгоритм работы системы автоматизации***

Таким образом, автоматизация системы регулирования устьевого оборудования добывающей скважины позволит оперативно регулировать производительность скважины методом штуцирования в автоматизированном режиме, повышая эффективность технологии.

***Таблица***

***Анализ наиболее близких аналогов***

| Название продукта | | Задвижка дисковая штуцерная | Диафрагменные расходомеры | Спирально-лепестковый штуцер |
|---|---|---|---|---|
| Опция | Результат | Оценка | | |
| Возможность полного открывания до диаметра трубы | Простая самоочистка при засорении | - | - | + |
| Бесступенчатая корректировка режима скважины | Более плавная и тонкая регулировка | - | - | + |
| Самоподстройка под износ | Снижение времени на замену и человеческий фактор | - | - | + |
| Коррозионная стойкость | Увеличенный межремонтный период | - | - | + |

Подводя итог следует отметить что совершенствование устьевого оборудования путем внедрения на производство спирально-лепесткового штуцера совместно с системой автоматизации позволит уменьшить риск возникновения осложнений при скважинной эксплуатации флюида, увеличить межремонтный период, а также будет экономически выгодным решением. Кроме того, система автоматизации позволит оперативно отслеживать и регулировать параметр скважины тем самым повышая эффективность технологии.

Литература

1. Ли Дж., Ваттенбфргер Р.А. Инжиниринг газовых резервуаров. – М., Ижевск: 2014. – 944 с.

## ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АВТОМАТИЧЕСКИ РЕГУЛИРУЕМОГО ШТУЦЕРА

**Подоляко Д.С.**
Научный руководитель профессор О.С. Чернова; доцент А.А. Азеев
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Актуальной проблемой эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин является низкая эффективность существующих систем управления добычей углеводородов. В большинстве случаев организация управления добычей по традиционной схеме приводит к возникновению таких наиболее распространенных осложнений как отложение гидратов и парафинов, образование песчаных пробок и разъедание штуцера вследствие выноса механических примесей, а также заводнение из-за скопления жидкости на забое скважины. На большинстве месторождений скважины не оборудованы полноценными средствами телемеханики, что существенно ограничивает возможности их управления и контроля. Решением проблемы может стать автоматизация исполнительного оборудования скважин, в частности штуцеров и задвижек, работающих по определенной программе с учетом регистрации скважинных параметров. Возможность автоматического управления работой штуцера позволит бороться в автоматическом режиме с таким осложнением как заводнение, а также, частично, с отложениями парафинов, гидратов и даже в случае разъедания штуцера. Подробный алгоритм работы предлагаемой автоматической системы управления штуцером приведен на рисунке 1.

Работа предлагаемой системы управления заключается в следующем. Программой ведется расчет коэффициента истечения С и других основных параметров управления по данным с датчиков, которые включают в себя значения расхода газа, давления до штуцера, водонасыщенности, значения по механическим примесям, температуры до штуцера, буферного и линейного давления. Ведется сравнение оптимального значения коэффициента истечения с текущим расчетным. Если сравниваемые коэффициенты равны между собой, то система возвращается к измерению с помощью датчиков текущих значений работы скважины. В другом случае, если значение текущего коэффициента отличается от оптимального, программа проверяет условие на оптимальность текущего забойного давления, водонасыщенности, содержания механических примесей и расхода газа. Если все условия выполняются, и текущий расход газа стал больше, то текущее значение коэффициента истечения присваивается в качестве оптимального значения. В противном случае программа последовательно проверяет возможность наличия различных осложнений, при не обнаружении которых, ведется расчет диаметра штуцера с учетом измеренных текущих значений параметров и величины оптимального коэффициента истечения. Затем подается команда на привод штуцера для плавного изменения диаметра его проходного сечения до расчетной величины, после чего система возвращается к измерению текущих значений работы скважины, тем самым образуя цикл.

Вследствие нарушения оптимального режима работы газовой скважины из-за появления свободной воды под высоким пульсирующим давлением и при достаточно низких температурах в местах изгибов труб, сужений и клапанов начинается гидратообразование, зачастую в присутствии сероводорода и углекислого газа [1]. Как правило, гидратообразование происходит при исследовании и освоении газовых скважин в условиях медленного прогрева ствола скважины. В этом случае, как и в случае возникновения парафиновой пробки, наблюдается уменьшение дебита скважины и увеличение забойного давления, что служит верным способом определения данных осложнений предлагаемой системой автоматического управления. Наиболее простой способ борьбы с данными видами отложений – плавное расширение диаметра штуцера до величины проходного сечения трубы для вымывания этих отложений, либо до достижения определенной скорости потока газа по формуле 1.

$$U = \frac{Q*10000*4}{86400*\pi*d^2*Рзаб} \quad (1)$$

где: d – диаметр, см; Q – дебит газа, м$^3$/сут; Рзаб – забойное давление, ат.

Превышая рассчитанное значение, образовавшиеся парафиновые и гидратные пробки будут выноситься на поверхность [2]. Найденное значение является нижним допустимым пределом скорости потока газа. Верхним пределом является ограничение по выносу механических примесей в следствие разрушения призабойной зоны пласта. Такой же способ, связанный с плавным открыванием сечения штуцера, можно использовать и в случае заводнения для удаления воды с забоя скважины. Признаками заводнения служит увеличение водяного столба в скважине, уменьшение устьевого давления и дебита скважины. При этом, естественно, простое изменение диаметра не смогут полностью устранить все негативные последствия, связанные, например, с разъеданием штуцера из-за выхода скважины из оптимального режима работы. Поэтому в входе работы автоматической системы управления предусмотрена подача сигналов о возникновении конкретного вида отложений и команды об остановке скважины для выполнения ремонтных работ. Для некоторых устранимых изменением диаметра штуцера осложнений предусматривается подача одновременных сигналов и сообщений о виде осложнения, команды на привод об изменении диаметра штуцера и команды о необходимости остановки скважины. Для всех других видов осложнений подается только команда на остановку скважины с сигнализацией вида осложнения. Тарировка программы управления работой скважины по выносу механических примесей первоначально производится в период пуска скважины в эксплуатацию. Определение концентрации механических примесей производится в ходе испытаний скважины, включающих уточнение количества твердых и жидких примесей, выносимых из скважин и фиксируемых при помощи передвижной сепарационной установки.

Предлагаемая система управления, работающая в автоматическом режиме с обратной связью, позволит обеспечить повышение объема добычи за счет: поддержания постоянной оптимальной величины депрессии на пласт,

увеличения срока фонтанирования скважин, снижения вероятности образования песчаных и гидратных пробок, функции самоочистки, бесступенчатой самокорректировки расхода потока, автоматизации мероприятий по устранению износа штуцера. Для повышения износостойкостных характеристик возможно изготовление штуцера из коррозионностойких материалов, таких как карбид кремния. Штуцер, выполненный из этих материалов 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.

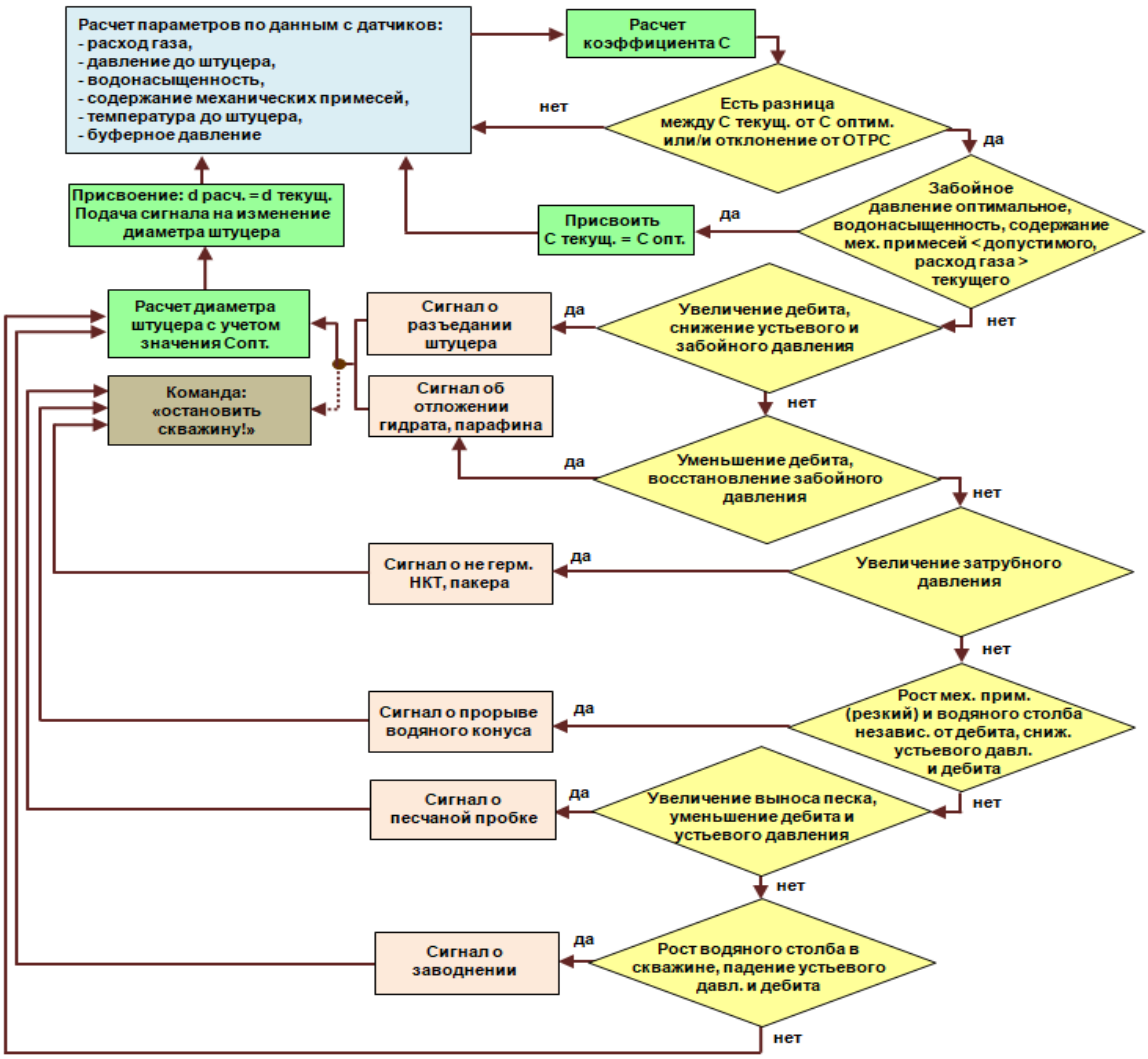



***Рис. 1. Алгоритм работы системы автоматизации***

Таким образом, автоматизация системы регулирования устьевого оборудования добывающей скважины позволит оперативно регулировать производительность скважины методом штуцирования в автоматизированном режиме, повышая эффективность технологии.

Следует отметить что совершенствование устьевого оборудования путем внедрения на производство автоматически управляемого штуцера позволит уменьшить риск возникновения осложнений при эксплуатации скважин, увеличить межремонтный период скважинного оборудования, а также будет экономически выгодным решением. Кроме того, система автоматизации позволит оперативно отслеживать и регулировать параметры скважины тем самым повышая эффективность управления системой добычи углеводородов на кустовой площадке.

Литература

1. Ли Дж., Ваттенбфргер Р.А. Инжиниринг газовых резервуаров. – М., Ижевск: 2014. – 944 с.
2. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. – М.: ОАО «Издательство Недра», 1999. – 659 с.

## ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ «FISHBONE» ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ФАЦИАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ (НА ПРИМЕРЕ КОЛЛЕКТОРА МЕССОЯХСКОГО ТИПА)

**Полянский В.А.**
Научный руководитель профессор О.С. Чернова
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

На современном этапе развития нефтяной промышленности для поддержания высокого уровня добычи углеводородов необходимо активно вводить в разработку месторождения с трудноизвлекаемыми запасами. К ним относятся залежи дельтового генезиса, которые характеризуются высокой степенью фациальной неоднородности и изолированностью песчаных тел. Для вовлечения их в разработку необходимо бурить горизонтальные скважины с последующим проведением гидроразрыва пласта. Однако бурение длинных горизонтальных стволов с целью вовлечения максимального числа ловушек в разработку в условиях слабосцементированных пород может привести к осыпи стенок скважины, увеличению скин-фактора и снижением продуктивности отдельных интервалов. Также ограничением для длинных горизонтальных стволов и проведения ГРП могут служить высокая степень неопределенности в положении контактов флюидов в разрабатываемых залежах. Это может привести к конусообразованию и резкому росту обводненности или прорыву газа. Одним из решений данной инженерной задачи является применение технологии «Fishbone», которая заключается в интенсификации притока к скважине за счет создании системы боковых отводов скважин от центрального ствола, каждый из которых разрабатывает определенную ловушку.

Целью данной работы является обоснование геологических предпосылок для применения технологии «Fishbone» в условиях слабосцементированного коллектора Мессояхского типа с учетом его фациальной неоднородности, а также анализ результатов проведения опытно-промышленных работ по опробованию данной технологии на объекте разработки Х. Проектирование скважин по технологии «Fishbone» (с английского языка – «рыбья кость») заключается в создании одного горизонтального ствола, от которого отходят несколько дополнительных ответвлений – боковых стволов скважины. Данный метод проектирования скважин позволяет произвести контролируемую интенсификацию притока к скважине за счет увеличения коэффициента охвата и вовлечения в разработку отдельных участков залежи (рис.1).

Использование данной технологии позволяет добиться следующего:

- снизить стоимость бурения скважины за счет уменьшения времени спускоподъемных операций и проведения буровых работ;
- получить возможность для переоценки запасов и включения в разработку ранее нерентабельных залежей и ловушек;
- повысить охват нефтенасыщенных участков залежи и разрабатывать её на более низких депрессиях с целью предотвращения конусообразования и повышения безводного времени работы скважин.

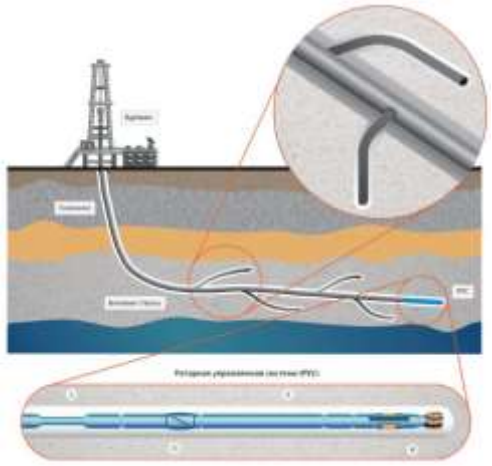


***Рис. 1. Технология заканчивания скважин методом «Fishbone»: 1- гибкое соединение, 2- стабилизатор, 3- контрольный блок, 4- отклоняющийся блок [1]***

В процессе проектирования скважин по технологии «Fishbone» должны быть учтены не только длины предполагаемых боковых ответвлений, точки их зарезки и радиусы кривизны стволов, но и положение контактов, а также взаимное влияние отходов друг на друга (например, для предотвращения эффектов передавливания участков залежи из-за разности в пластовых давлениях или содержании газа).

В данной работе в качестве объекта изучения был рассмотрен один из пластов месторождений Мессояхской группы. Целевой объект $ПК_{1-3}$ приурочен к альб-сеноманской части покурской свиты. Для данной залежи характерна высокая неоднородность петрофизических свойств, обусловленная переслаиванием песков, алевролитов и глин. Данное геологическое строение рассматриваемого объекта обусловлено обстановкой переходной обстановкой осадконакопления (в частности, дельтовых условий).

Факторы, осложняющие процесс разработки рассматриваемого объекта:

- целевой пласт залегает на небольшой глубине (порядка 800 м) и сложен преимущественно неконсолидированным песчаником, что повышает риск обрушения открытых горизонтальных стволов и выноса песка;
- дельтовый генезис отложений, подразумевающий большое число неоднородностей и неопределенностей [2];
- явление многоконтактности и неопределенность положения контактов (как газонефтяных, так и водонефтяных), что ограничивает применение технологии многостадийного гидроразрыва пласта [3];
- высокая вязкость нефти.

Исходя из архитектуры резервуара, степени изученности, морфологии песчаных тел и их петрофизических характеристик, геологический разрез рассматриваемого объекта был разделен на три циклита (рис. 2):

Циклит А: характеризуется малой изученностью и пониженными коллекторскими свойствами, газонасыщен.

Циклит В: характеризуется пойменным генезисом и пониженными коллекторскими свойствами, подгазовая зона.

Циклит С: сложен отложениями русловых фаций, характеризуется повышенными коллекторскими свойствами.

Следует упомянуть, что несмотря на ухудшенные коллекторские свойства, основные запасы нефти залегают в циклитах А и В (более 70 %).

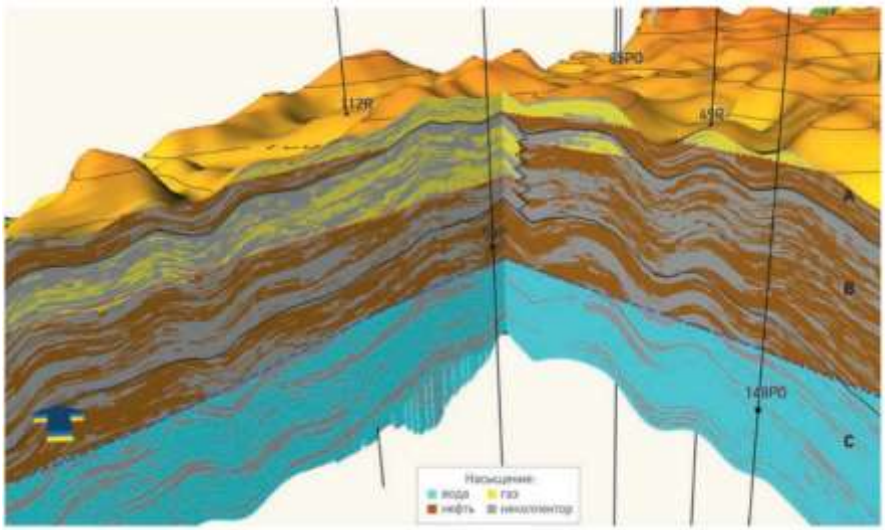



***Рис. 2. Геологический разрез пласта X [4]***

При бурении горизонтальных скважин в нижележащем, чисто нефтяном циклите С из-за хороших свойств коллектора существует риск подтягивания конуса воды к стволу добывающей скважины и опережающей обводненности продукции. Бурение горизонтальных стволов в вышележащих циклитах (А и В) также не дает максимального охвата залежи и создает возможность осложнения в бурении (обвал стенок в слабосцементированном коллекторе). Таким образом, единственно верным решением в этих сложных геологических условиях является применение системы многозабойного заканчивания по методу «Fishbone» (рис. 3).

Для опробования данной технологии на одном кусте были пробурены три скважины с различными длинами горизонтальных участков, как с нисходящими, так и с восходящими профилями. Боковой ствол одной скважины прошел по русловому каналу с хорошими свойствами, в то же время как другая скважина была пробурена в разрезе пойменных отложений. Таким образом, удалось определить эффективность технологии в нескольких фациальных зонах. Увеличение продуктивности в среднем на 55 % показало, что технология «Fishbone» зарекомендовала себя как в относительно выдержанных песчаных телах с хорошими коллекторскими свойствами, так и в зонах с ухудшенными ФЕС.

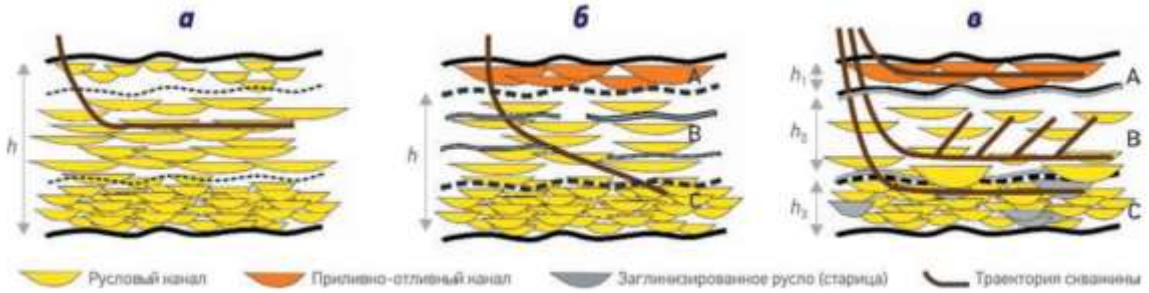



***Рис. 3. Схематическое представление деления разреза на циклиты (A, B, C), а также заложения скважин на объекте X в 2013 (а), 2014–2015 (б) и 2016 (в) гг. [2]***

Экономическая оценка внедрения технологии «Fishbone» и её сравнение с обычным бурением горизонтальных скважин проводилась на основании расчета отношения коэффициента продуктивности скважины к стоимости её строительства в зависимости от длины горизонтального ствола. На основании полученной оптимальной длины, проводки и межрядного расстояния сравнивались конструкции заканчивания скважин. Было установлено, что в монолитном хорошо связном коллекторе перспективнее бурение горизонтального ствола, а в расчлененном коллекторе – бурение многозабойных скважин [3].

В ходе данной исследовательской работы были проанализировано геологическое строение объекта разработки на месторождении Мессояхской группы и обоснована перспективность метода заканчивания скважин с применением технологии «Fishbone». На основании результатов проведенных опытно-промышленных работ на куст для трех скважин было доказана высокая эффективность использования данной технологии интенсификации притока.

Литература

1. Минева О.К., Минев В.С. Преимущества технологии строительства многоствольных высокотехнологичных скважин типа" Рыбья кость" //Геология, география и глобальная энергия. – 2017. – №. 2. – С. 77-83.
2. Белозеров Б. В. и др. Стратегия учета латеральной неоднородности пласта ПК 1-3 при сопровождении бурения горизонтальных скважин на Восточно-Мессояхском месторождении //PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018. – №. 1. – С. 16-19.
3. Сугаипов Д.А. и др. Опыт применения многоствольных скважин в пластах аллювиального генезиса Восточно-Мессохяского месторождения //Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 12. – С. 49-51.
4. Листойкин Д.А., Ридель А.А., Коваленко И.В. Гидродинамические исследования скважин как инструмент корректировки геологических данных и оценки влияния подстилающих вод на разработку пласта ПК 13 Восточно-Мессояхского месторождения //PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018. – №. 1. – С. 52-57.
5. Загребельный Е.В. и др. Определение оптимального типа заканчивания горизонтальной скважины и способа вывода ее на режим на примере разработки пласта ПК 1-3 Восточно-Мессояхского месторождения //Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 5. – С. 40-43.
6. Ниткалиев И.М. и др. Гипотезы образования многоконтактных залежей в условиях континентального генезиса отложений пласта ПК1-3 Восточно-Мессояхского месторождения //Нефтяное хозяйство. – 2016. – №. 3. – С. 34-37.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРА НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА АНОМАЛЬНОЙ НЕФТИ

**Пономарева У.В., Чеканцева Л.В.**

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

Одной из основных технологических характеристик нефти является вязкость, которая имеет большое значение при разработке и эксплуатации месторождений. Изучение режимов течения позволяет в дальнейшем проводить мониторинг и при необходимости регулировать свойства продукта. Запасы лёгких нефтей истощаются. Основная технологическая проблема, как при добыче, так и при транспорте тяжёлой нефти состоит в очень высоких значениях вязкости [1]. Поэтому разработка запасов нефти с аномальными реологическими свойствами на долгосрочную перспективу в настоящее время остаётся востребованной.

Целью данной работы является изучение реологических характеристик аномальной нефти в определённом диапазоне температур и с различными дозировками деэмульгатора.

В работе был проведён анализ реологических свойств аномальной нефти. Её физико-химические свойства, которые представлены в таблице, были взяты из технического регламента компании. Обводнённость была определена в пробе по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды» по методу Дина и Старка и составила 39,8 % (об).

***Таблица***

***Физико-химические свойства исследуемой нефти***

| Наименование | Ед. измерения | Значение |
|---|---|---|
| Плотность разгазированной нефти | кг/м$^3$ | 981,1 |
| Обводнённость | % (об.) | 39,8 |
| Массовое содержание: | | |
| серы | % | 0,44 |
| смол силикагелевых | % | 5,09 |
| асфальтенов | % | 1,60 |
| парафинов | % | 6,75 |

В работе ранее были проведены исследования влияния ингибиторов парафинообразования при разных дозировках и температурах этой нефти, когда её обводнённость составляла 36,8 % [2]. Поскольку значение обводнённости растёт, было принято решение изучить влияние действия деэмульгатора на реологические характеристики нефти. Измерения были проведены на программируемом вискозиметре Брукфилда DV-II+PRO, который предназначен для определения вязкости жидкости при заданных скоростях сдвига [3]. Вязкость измерялась посредством пересчёта крутящего момента, необходимого для вращения шпинделя прибора при его погружении в

исследуемую среду. Исследования проводились в температурном диапазоне от 25 до 50 °С с шагом 5 °С прямым и обратным ходом. Результаты обрабатывались с помощью программы Rheocalc.

На рисунке 1а представлены результаты измерения вязкости образца нефти без добавления деэмульгатора при всех заданных температурах. Далее исследовались реологические свойства нефти при добавлении трёх концентрация деэмульгатора INTEX (плотностью 0,950 г/см$^3$), используемого компанией, с дозировками 45, 50 и 55 г/т.

На рисунке 1 (а-г) представлены полученные результаты определения вязкости нефти при увеличении скорости сдвига (прямой ход) для различных концентраций.

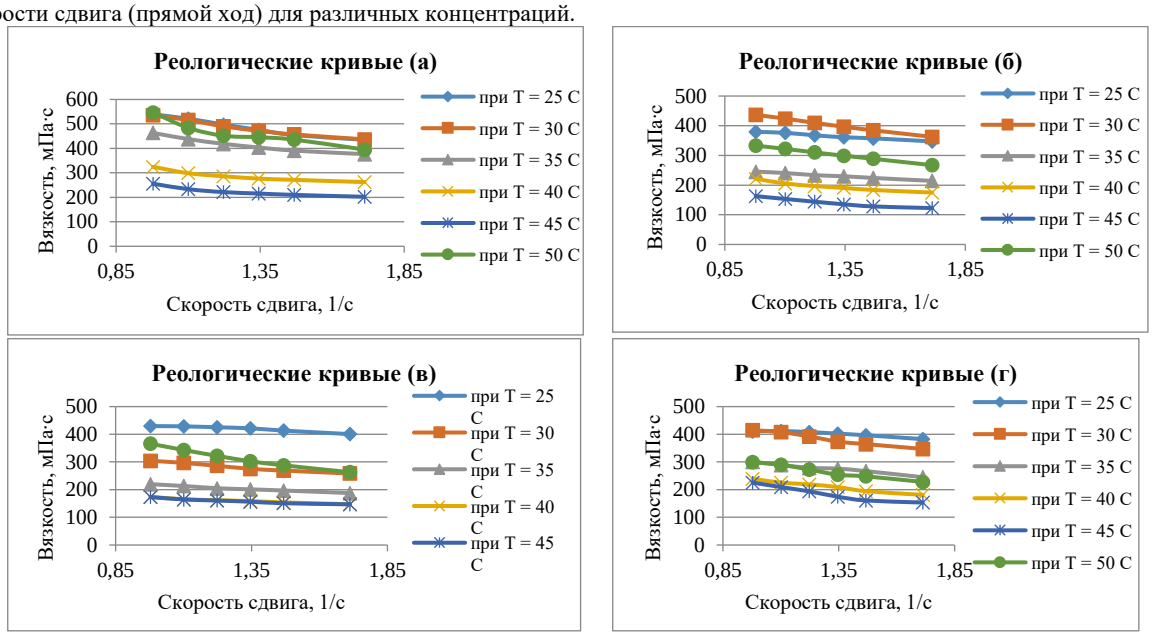



***Рис. 1. Реологические кривые а) без добавления деэмульгатора; б) 45 г/т; в) 50 г/т; г) 55 г/т***

По графикам видно, что вязкость исходной нефти выше, чем нефти с добавлением деэмульгатора при всех температурах. Наблюдается аномальное поведение нефти при температуре 50 °С. При всех дозировках с повышением температуры вязкость нефти уменьшается, а при 50 °С резко возрастает почти до исходных значений.

Наименьшие значения вязкости нефти показали образцы, исследуемые при температуре 45 °С и дозировкой 45 г/т. На рисунке 2 представлены результаты измерения вязкости при различных дозировках деэмульгатора.

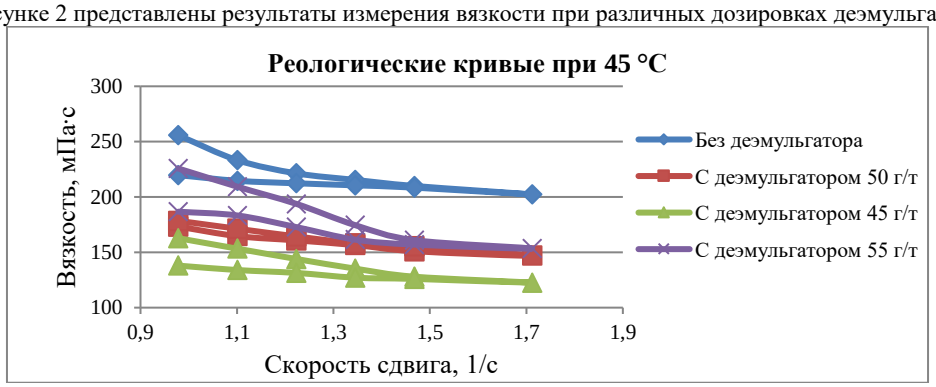



***Рис. 2. Реологические кривые при температуре 45 °С***

По реологическим кривым видно, что исследуемая нефть – псевдопластичная «неньютоновская» жидкость. Вязкость исходной нефти выше, чем нефти с добавлением деэмульгатора. Но с увеличением дозировки деэмульгатора вязкость нефти также увеличивается. Наименьшие значения вязкости были достигнуты при дозировке 45 г/т, они уменьшились в 1,6 раз по сравнению с исходной нефтью. Требуются дополнительные исследования аномального увеличения вязкости при 50 °С всех образцов.

По полученным результатам исследования можно рекомендоваться компании снизить дозировку до 45 г/т и температуру деэмульсации до 45 °С (в регламенте 55 °С).

Литература

1. Малкин, А.Я. Реология нефти и нефтепродуктов. Теория и практика: учебник / А. Я. Малкин, Р. З. Сафиева. – Санкт-Петербург: Профессия, 2019. – 172 с.
2. Чемякин А.С. Современные подходы изучения температурного воздействия на нефть нефтегазовых месторождений Западной Сибири / А.С. Чемякин; науч. рук. Л. В. Чеканцева // 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. 161-163

3. Программируемый вискозиметр Брукфилда DV-II+PRO. Руководство по эксплуатации – № M/03 - 165

## РАЗРАБОТКА КОНЦЕПЦИИ АВТОМАТИЗАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ, РАЗРАБАТЫВАЕМОЙ УСТАНОВКОЙ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

**Рахматуллин Р.Р.**

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

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

В настоящее время несмотря на то, что технологии имеют свойство стремительно развиваться, с каждым днём количество недоработок в каждой сфере промышленности становится всё больше и больше. Это неотъемлемый естественный процесс, который предполагает, что с расширением возможностей науки расширяется и область нерешенных задач, решение которых, возможно, могло бы приблизить человечество к заветному «золотому веку». Нефтегазовая отрасль не является исключением. С каждым годом ведущие нефтегазовые страны-гиганты дают новые мощнейшие импульсы, позволяющие развиваться в области устойчивого развития и повышения энергоэффективности добычи и подготовки углеводородного сырья.

В мире, в частности и в Российской Федерации большее количество месторождений нефти разрабатывается механизированным способом. В числе которых около 75 % месторождений эксплуатируются установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). При эксплуатации скважины из 100 % потребляемой электрической энергии 29 % приходится на потери в погружной установке, 14 % - потери в асинхронном электродвигателе, 9 % - в трансформаторной станции, станции управления и в насосно-компрессорных трубах, около 15 % - в питающем кабеле. Следовательно, лишь 33 % электроэнергии приходится на подъем жидкости (без учета энергии, затрачиваемой на поддержание пластового давления) [2].

Данный аналитический обзор направлен на выявление факторов, влияющих на эффективность работы системы «скважина-УЭЦН-наземное электрооборудование», для последующего составления комплекса автоматизированного анализа влияния внешних факторов на режим работы скважины, а также для создания системы автоматизации на основе математической модели, учитывающей основные технологические и технические параметры, посредством программного обеспечения MATLAB, которое позволит стабилизировать «весы» - «эффективное использование электроэнергии-коэффициент полезного действия» скважины.

Структурные факторы, влияющие на эффективность УЭЦН, можно разделить на гидромеханические и электромеханические составляющие.

По результатам факторного анализа можно построить систему-аналог. В качестве оценочного показателя системы используется коэффициент рентабельности:

$$K_{\text{р}} = 1 - \frac{C_{\text{н}} \cdot Q_{\text{н}} + C_{\text{г}} \cdot Q_{\text{г}} \cdot K_{\text{исп.г}}}{C_{\text{ээ}} \cdot P_{\text{уст.}}}, \quad (1)$$

где $C_{\text{н}}, C_{\text{г}}, C_{\text{ээ}}$ – стоимость в рублях за 1 тонну нефтяного эквивалента (т.н.э.) нефти, 1 тонну нефтяного эквивалента газа и 1 кВт электроэнергии соответственно; $Q_{\text{н}}, Q_{\text{г}}$ – дебит нефти, т.н.э./ч и дебит газа т.н.э./ч соответственно; $P_{\text{уст.}}$ – потребляемая установкой мощность, кВт; $K_{\text{исп.г}}$ – коэффициент полезного использования попутного нефтяного газа в рамках устойчивого развития.

Таким образом основное уравнение энергоэффективной эксплуатации скважины можно записать следующим образом [3, 4]:

$$Q_{\text{ж}} P_{\text{уст}} = F\left(\omega(t), \bar{X}_1(t), \bar{X}_2(t), \bar{X}_3(t), \bar{X}_4(t), \dots, \bar{X}_i(t)\right), \quad (2)$$

где $Q_{\text{ж}}$ – дебит жидкости; $\bar{X}_1(t), \bar{X}_2(t), \bar{X}_3(t), \bar{X}_4(t), \dots, \bar{X}_i(t)$ – векторы параметров жидкости (обводненность, газовый фактор, плотность, вязкость и др.), пласта (пластовое давление, проницаемость, насыщенность и др.), скважины (геометрия, инклинограмма, буферное давление, затрубное давление и др.) и установленного оборудования на интервале управления.

Структурно аппарат автоматизации (рисунок 1) представляет собой циклическую подсистему уравнения энергоэффективной эксплуатации. Систематически он включает в себя блок идеальной работы установки и блок возмущающих воздействий на установку.

Блок идеальной работы предполагает отражение поведения системы при идеальных параметрах (оптимальные рабочие параметры для объекта разработки, не изменяющиеся во времени) с максимальной эффективностью.

Блок возмущающего воздействия предполагает ввод изменяющихся параметров работы во времени в систему идеальной работы и циклический просчет всего аппарата в режиме реального времени, с последующим изменением режима работы скважины.

Тем самым предполагается, что аппарат автоматизации циклически будет обрабатывать информацию и подстраивать режим работы скважины под реальные условия с определенной дискретизацией записи данных.

Циклическая структура математической модели имеет место быть интегрированной, как аппарат оптимизации, в станцию управления скважиной.

Цикл включает в себя расчет основных параметров таких, как дебит нефти, давления, потребляемая мощность, моменты загрузки, напряжения и токи, и второстепенных параметров таких, как гидравлические потери на подъём жидкости, плотность среды, изменение температуры по стволу скважины, градиент давления и т.д. [1]:

$$
\begin{aligned}
Q_{\text{н}} &= F(\omega, P_{\text{пл}}, P_{\text{буф}}), \\
M &= F(\omega, P_{\text{пл}}, P_{\text{буф}} \\
P_{\text{пр}} &= F(\omega, P_{\text{пл}}, P_{\text{буф}}), \\
K_{\text{м}} &= \frac{M}{M_2}, \\
P_2 &= M\omega, \\
P_{\text{уст}} &= P_2/\eta,
\end{aligned}
\qquad (3)
$$

где $Q_{\text{н}}$ – дебит нефти, т.н.э./ч; $\omega$ – частота вращения установки, Гц; $P_{\text{пл}}$ – пластовой давление, МПа; $P_{\text{буф}}$ –буферное давление, МПа; $P_{\text{пр}}$ – давление на приеме, МПа; $M$ – момент на установке, Н·м; $P_2$ – мощность на валу насоса, кВт; $P_{\text{уст}}$ – мощность установки, кВт; $\eta$ – коэффициент полезного действия установки.

Каждый параметр – функция изменения во времени, которая должна быть представлена в интегральном виде, так как дискретизация изменения во времени образует непрерывные интервалы изменения, которые устанавливаются лабораторными исследованиями объекта разработки.

***Рис. Упрощенная схема аппарата автоматизации (ТМС – термоманометрическая система; ЭЦН – электроцентробежная установка; ПЭД – погружной электродвигатель; КК – клемная коробка; ЧРП – частотно-регулируемый привод)***

Для практического опробования следует уделить отдельное внимание каждому блоку в рамках математического моделирования в программном обеспечении MATLAB.

## Литература


1. Абрамович, Б. Н. Электроснабжение нефтегазовых предприятий: Учебное пособие / Б. Н. Абрамович, Ю. А. Сычев, Д. В. Устинов. – СПб.: СанктПетербургский государственный горный институт, 2008. – 81 с.
2. Бессонов, Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи: учебник для бакалавров / Л.А. Бессонов. – 12-е изд., исправ. и доп. – Москва: Издательство Юрайт, 2016. – 701 с.
3. Сипайлов В.А. Оптимальное управление установкой электроцентробежного насоса с частотно регулируемым асинхронным приводом / В.А. Сипайлов, В.Г. Букреев, Н.Ю. Сипайлова // Известия ВУЗов. Электромеханика. – № 4. – 2009. – С. 66-69.
4. Сипайлов В.А., Шелковников Д.А. Моделирование нагрузки частотно регулируемого привода в установках электроцентробежного насоса (УЭЦН) // Современные техника и технологии: Сборник трудов XV Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Т. 1. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – С. 472-474.

## АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИНЫ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В КОМПЛЕКСЕ С МУЛЬТИСКВАЖИННЫМ РЕТРОСПЕКТИВНЫМ ТЕСТОМ

**Рахматуллин Р.Р.**

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

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

Геолого-гидродинамическое моделирование фильтрации в нефтяных пластах применяется как при регулировании разработки, так и при ее контроле и проектировании. Наиболее информативными в изучении межскважинных свойств пласта являются гидродинамические исследования методом восстановления давления и методом гидропрослушивания, однако недропользователи не спешат активно использовать данные методы исследования. В данной статье рассматривается возможность комплексного совмещения классических методов гидродинамических исследований скважины (ГДИС) и мультискважинного ретроспективного теста (МРТ), основанного на математическом моделировании состояния пласта посредством истории работы скважин, приуроченных к одному объекту разработки [2, 3].

При анализе математической основы ГДИС, а именно уравнения пьезопроводности, допускаются положения, которые напрямую могут повлиять на погрешность полученных данных, что в свою очередь добавляет неопределенность. При анализе динамического потока предполагается, что исследуемый коллектор однороден и обладает изотропными свойствами (теория сплошности сред), флюид однофазный и имеет малую сжимаемость, а влияние сил тяжести игнорируется (применение уравнения пьезопроводности для давления, а не для потенциала), также предполагается, что свойства флюида не зависят от давления. Следовательно, при изменении кривизны профиля давления в положительную сторону будет наблюдаться локальный рост давления, в отрицательную сторону – локальное уменьшение, а скорость изменения давления в любом направлении пропорциональна этой кривизне. Это лишь один пример возникающей неопределенности, которая напрямую влияет на результаты интерпретации.

Зависимость от средневзвешенных по пласту проницаемости и вязкости при том, что измерение основных параметров ведется на забое лишь одной скважины, говорит о том, что основной принцип гидродинамических исследований заключается в комплексном снижении погрешности узлов в системе «пласт – призабойная зона – забой-термоманометрическая система – затрубное пространство – устьевое оборудование – программное обеспечение интерпретации данных – математический аппарат интерпретации – человеческий фактор». Погрешности возникают и при проведении исследований непосредственно на скважине в силу технических сложностей.

Однако ГДИС по сей день являются эталоном, как наиболее проработанный метод получения информации о состоянии разработки и используется в рамках проекта интегрированного моделирования при построении гидродинамических моделей объекта разработки.

В качестве модификации гидродинамических исследований скважины и пласта имеется возможность рассмотреть математический аппарат мультискважинного ретроспективного теста (МРТ), в основе которого лежит деконволюция. Деконволюция – операция, позволяющая 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].

Математический аппарат МРТ имеет возможность адаптивно вычленять из массы данных наиболее подходящую реакцию с погрешностью около 5 % [4].

Анализ методов ГДИС и МРТ позволяет определить недостатки каждого из методов (таблица).

***Таблица***

***Недостатки методов ГДИС и МДКВ***

| Недостатки гидропрослушивания | Недостатки ГДИС | Недостатки МДКВ |
|---|---|---|
| Анизотропия пласта | Нехватка временных ресурсов для точного диагностирования границ пласты | Для точного диагностирования влияния соседних скважин, в самих соседних скважинах должны быть возмущающие изменения |
| Сдвиг временной фазы, который не всегда проявляется явным образом | Сложность реализации процедуры, остановка скважины | Сложности расчетов при многопластовой системе на месторождении |
| Длительные простои скважины | Погрешность вычисления производной Бурде | При нарушении линейности движения флюида в пласте метод недостоверен |
| Технологическая сложность | Невозможность долгосрочного прогнозирования | Скин-фактор не должен меняться на протяжении интервала исследования |
| | Сложности при замерах на газовых скважинах, и нефтяных скважинах с высоким газовым фактором | Переходные характеристики не должны меняться с течением времени |
| | Совокупная недостоверность методов интерпретации результатов ГДИС | Чем больше скважин в исследовании, тем более трудоемкие расчеты и тем больше погрешностей |
| | Неявное определение перетоков при одновременно-раздельной эксплуатации | При нарушении линейности движения флюида в пласте метод не работает |

Есть возможность частичной интеграции аппарата МРТ, а именно кросс-скважинной деконволюции и радиальной деконволюции в комплекс гидродинамических исследований. При применении МРТ происходит вычленение влияния соседних скважин (очищения измеренных параметров от посторонних шумов) эти параметры потенциально могут использоваться и при интерпретации результатов гидродинамических исследований тем самым снижая совокупную погрешность. Структура комплексного подхода к проведению исследований представлена на рисунке 1.

***Рис. Структура комплексного подхода исследования параметров объекта разработки (ГДИС – гидродинамические исследования скважины; МРТ – мультискважинный ретроспективный тест; ТМСП – термоманометрическая система погружная)***

Именно комплексное исследование должно быть ситуативным, в зависимости от состояния месторождения и типа месторождения.

Если рассматривать МРТ, то данное исследование наиболее эффективно на нефтяных месторождениях с малым газовым фактором, где не нарушается линейность движения жидкости по пласту. В данной ситуации МРТ превосходит классические ГДИС на неустановившихся и на установившихся режимах, а гидропрослушивание стоит применять по необходимости по выборочной паре скважины лишь для подтверждения достоверности МРТ.

Если рассматривать нефтегазоконденсатные месторождения и нефтегазовые месторождения, то в данном случае превосходство МРТ теряется, поэтому ГДИС и гидропрослушивание должно применяться преимущественно, а МРТ лишь для корректировки данных и доработки метода.

Во всех остальных случаях предпочтение должно отдаваться МРТ, а ГДИС и гидропрослушивание должно применяться для определения достоверности в соответствии со схемой на рисунке.

## Литература

1. 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.
2. 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.
3. Рахматуллин, Р.Р. Анализ применения метода мультискважинной деконволюции с целью выявления межскважинного взаимодействия / Р. Р. Рахматуллин, Ю. Н. Орлова // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2020: Материалы IV Международной научно-практической конференции, Сургут, 27 ноября 2020 года / Отв. редактор С.Н. Нагаева. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2021. – С. 33-36.
4. Рахматуллин, Р. Р. Анализ межскважинного взаимодействия на нефтяных месторождениях с помощью метода мультискважинной деконволюции / Р. Р. Рахматуллин // 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, Томск, 05–09 апреля 2021 года. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2021. – С. 115-117.

## ОБЗОР ПРИМЕНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

**Сафроненко А.В.**
Научный руководитель инженер Д.В. Коношонкин
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Тенденцией последних лет является увеличение доли трудноизвлекаемых запасов в составе доказанных запасов нефти в России. К трудноизвлекаемым запасам относятся нефть в низкопроницаемых коллекторах, высоковязкая нефть, а также шельфовые месторождения. Помимо разведки новых месторождений, запасы нефти растут за счёт доразведки уже разрабатываемых месторождений и применения новых технологий добычи нефти. К таким технологиям относятся методы увеличения нефтеотдачи (МУН) направленные на повышение нефтеотдачи путём изменения физико-химических свойств пластовых флюидов [1, 2].

Газовые методы являются одной из основных групп МУН. В качестве рабочего агента используются природный газ, попутно добываемый вместе с нефтью, азот ($N_2$) и углекислый газ ($CO_2$). Активное применение закачки $CO_2$ в пласт в двадцатом веке пришлось на Соединенные Штаты Америки. Это связано с наличием в США большого количества природных запасов углекислого газа. Помимо природных источников углекислого газа также существуют техногенные источники, к которым относятся крупные ТЭЦ, химические и металлургические предприятия. Дополнительным стимулом применения $CO_2$ в качестве рабочего агента является тренд на снижение выбросов парниковых газов с целью уменьшения негативного антропогенного влияния на климатические условия. Примерами международного сотрудничества в данной сфере являются Киотский протокол и последовавшее за ним Парижское соглашение, регулирующие меры по снижению выбросов парниковых газов [1, 2].

При стандартных условиях диоксид углерода представляет собой газ без цвета и запаха. Критические давление и температура составляют 7,38 МПа и 31 $^0$C соответственно. При закачке его в пласты, находящиеся на глубине от полутора километров, газ будет находиться в критическом состоянии. $CO_2$ хорошо растворяется в нефти, свойства растворимости близки к свойствам пропана. В меньшей степени растворяется в воде. Следует отметить следующие факторы, влияющие на увеличение нефтеотдачи: набухание нефти, уменьшение вязкости нефти, уменьшение межфазного натяжения, образование угольной кислоты, режим растворённого газа [4, 9].

Растворение углекислого газа в нефти сопровождается уменьшением её плотности и увеличением объёма на 20-50 %. Данный эффект имеет существенное значение при растворении в маловязкой нефти.

При увеличении содержания $CO_2$ в тяжелой нефти наблюдается значительное снижение её вязкости, причём чем больше начальная вязкость нефти, тем значительнее будет изменение вязкости при растворении в ней газа. Таким образом, вязкость нефти может уменьшиться более чем на 90 % [8].

При растворении в нефти диоксида углерода наблюдается изменение межфазного натяжение и как следствие снижение капиллярных сил. Капиллярные силы способствуют удерживанию нефти в пласте, поэтому снижение межфазного натяжения способствует снижению количества остаточной нефти [3].

Растворение углекислого газа в воде приводит к увеличению её вязкости, что может способствовать более стабильному вытеснению нефти водой. Также при смешивании углекислого газа и воды может образоваться карбоновая кислота, которая взаимодействует с карбонатами [7].

После прекращения закачки газа пластовое давление постепенно снижается, и растворённый в нефти газ в определённый момент начинает высвобождаться в качестве отдельной фазы, обеспечивая дополнительную пластовую энергию [7].

Существуют различные технологии закачки диоксида углерода в пласт. Первой технологией является непрерывная закачка газа. Непрерывная закачка позволяет уменьшить остаточную нефтенасыщенность. Для непрерывной закачки газа необходим источник диоксида углерода, обеспечивающий непрерывную поставку большого объёма газа. Это условие ограничивает применимость данного метода [7, 11].

Следующей технологией является закачка газа в виде оторочки, которая продвигается водой. Закачка газа обеспечивает лучшее вытеснение на микроскопическом уровне, в то время как закачка воды обеспечивает лучшее макроскопическое вытеснение. Также данный метод уменьшает вероятность раннего прорыва газа и является более предпочтительным при ограниченном количестве $CO_2$. Дополнительная нефтеотдача может составлять 10 % [10].

Также существует вариант циклической закачки углекислого газа в добывающие скважины. Такая технология получила название Huff-N-Puff. Выделяют три фазы: закачка $CO_2$, остановка скважины на время выдержки, добыча нефти. Первые циклы характеризуются наивысшей эффективность, после чего эффект от закачки постепенно снижается. Увеличение времени выдержки также способствует увеличению эффективности метода. Также на эффективность метода влияет величина пластового давления до воздействия на пласт [12].

Существует и вариант закачки в пласт карбонизированной воды. Положительным аспектом данного метода является повышение вязкости воды, что способствует образованию более равномерного фронта вытеснения. Однако данный метод обладает сравнительно меньшей эффективностью, поскольку в воде газа растворяется меньше чем в нефти, и помимо этого газ должен перейти из воды в нефть [4, 9].

Следует отметить недостатки использования диоксида углерода в качестве рабочего агента. Одним из наиболее значимых недостатков является высокая коррозионная активность. В результате этого необходимо использовать специальное коррозионностойкое оборудование, что повышает капитальные затраты и соответственно влияет на конечную стоимость нефти. В качестве альтернативы возможно использование ингибиторов коррозии, однако стоит учитывать возможные последствия взаимодействия ингибиторов с породой коллектором и пластовыми флюидами [5, 6].

Ещё одним недостатком является возможность образования асфальтосмолопарафиновых отложений в следствие снижения стабильности дисперсии асфальтенов в нефти. Тенденция к отложению асфальтенов

преимущественно увеличивается с увеличением концентрации $CO_2$. Для снижения негативных последствий данного явления требуется внедрение программы ингибирования асфальтенов [3, 5].

Таким образом, в России у методов применения углекислого газа для увеличения нефтеотдачи есть значительные перспективы, особенно в регионах с крупными промышленными объектами, которые могут обеспечить значительное количество $CO_2$. Данные методы позволяют частично решить проблему трудноизвлекаемых запасов, а также соответствуют текущей мировой экологической повестке.

Литература


1. Волков В.А. и др. 7. Газоциклическая закачка диоксида углерода в добывающие скважины для интенсификации добычи нефти //Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. – 2017. – С. 31.
2. Грушевенко Е.В. Перспективы развития третичных МУН в мире и в России // Исследование – Москва: МШУ Сколково, 2021
3. Лян М. Физическое моделирование вытеснения нефти газом (растворителем) с использованием керновых моделей пласта и slim tube: дис. – Ин-т проблем нефти и газа РАН, 2017.
4. Рузин Л. М., Морозюк О.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) //учеб. пособие/ЛМ Рузин, ОА Морозюк – Ухта: УГТУ. – 2014.
5. Стромов К.А., Гарипов А. Ф. ОСОБЕННОСТИ, ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ И НЕДОСТАТКИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА В ЦЕЛЯХ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ //Инновационные научные исследования. – 2021. – №. 5-2. – С. 56-61.
6. Хромых Л.Н., Литвин А.Т., Никитин А. В. Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов //Вестник евразийской науки. – 2018. – Т. 10. – №. 5. – С. 82.
7. Alklih M.Y., Al Hammadi K.E. First CO2-EOR Project of the Middle East, Lessons Learnt and Future Plan after Two Years of Injection //Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – OnePetro, 2019.
8. Kang S., Gao C., Zhang S. Scientific Research and Field Application of CO2 immiscible flooding in heavy oil recovery //SPE Enhanced Oil Recovery Conference. – OnePetro, 2013.
9. Mungan N. Carbon dioxide flooding—fundamentals //Heavy Crude Oil Recovery. – Springer, Dordrecht, 1984. – С. 131-176.
10. Popov E. et al. Experimental and computational complex for determination of the effectiveness of cyclic carbon dioxide injection for tight oil reservoirs //SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. – OnePetro, 2016.
11. Willhite G.P. et al. A Pilot Carbon Dioxide Test, Hall-Gurney Field, Kansas //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2012. – Т. 15. – №. 05. – С. 520-532.
12. Zhou X. et al. A critical review of the CO2 huff ‘n’puff process for enhanced heavy oil recovery //Fuel. – 2018. – Т. 215. – С. 813-824.


## ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ КОНУСООБРАЗОВАНИЯ В ПЛАСТЕ


**Сметанина Л.А.**

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

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


Большинство разрабатываемых в настоящее время нефтяных залежей подстилаются подошвенными водами. Так же, в последнее время все большее внимание уделяется разработке мелких месторождений и вовлечению в разработку ранее не вовлеченных маломощных нефтенасыщенных пластов.

Конусообразование в пласте – одна из ключевых проблем при разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений. Прорыв подстилающих вод и газа газовой шапки в добывающую скважину – частая причина заниженных значений добычи нефти и КИНа по месторождению и, как следствие, скорой консервации и ликвидации скважин.

Кроме этого, конусообразование является распространенным явлением и значительным усложняющим фактором при разработке нефтенасыщенных пластов малой мощности и при добыче нефти из нефтяных оторочек.

В связи с этим, необходимо рассмотреть наиболее рациональные способы сдерживания конусообразования в пласте и определить границы их применимости.

Одним из наиболее распространенных и широко применяемых методов сдерживания конусообразования в пласте, вскрытом вертикальной скважиной, является выбор такого интервала перфорации, который бы обеспечивал максимально возможный безводный и безгазовый дебит на начальных сроках разработки месторождения. Выбор такого интервала перфорации так же будет соответсвовать требованиям руководящего документа [2], требующего:

1) обеспечить максимальный безводный и безгазовый дебиты нефти;

2) обеспечить наиболее полный охват нефтяной зоны вытесняемой водой.

Размер и положение такого интервала перфорации определяется, как правило, по приближённой методике расчёта конусообразования, приведённой в работе Ю.П. Желтова, согласно которой формула для предельного безводного дебита выражается:

$$q_{\text{н}} = \frac{\pi k \Delta\gamma_{\text{в}}[(h_k)^2-(h_c)^2]}{\mu_{\text{н}} ln\frac{r_k}{r_c}} \cdot 86400 \qquad (1)$$

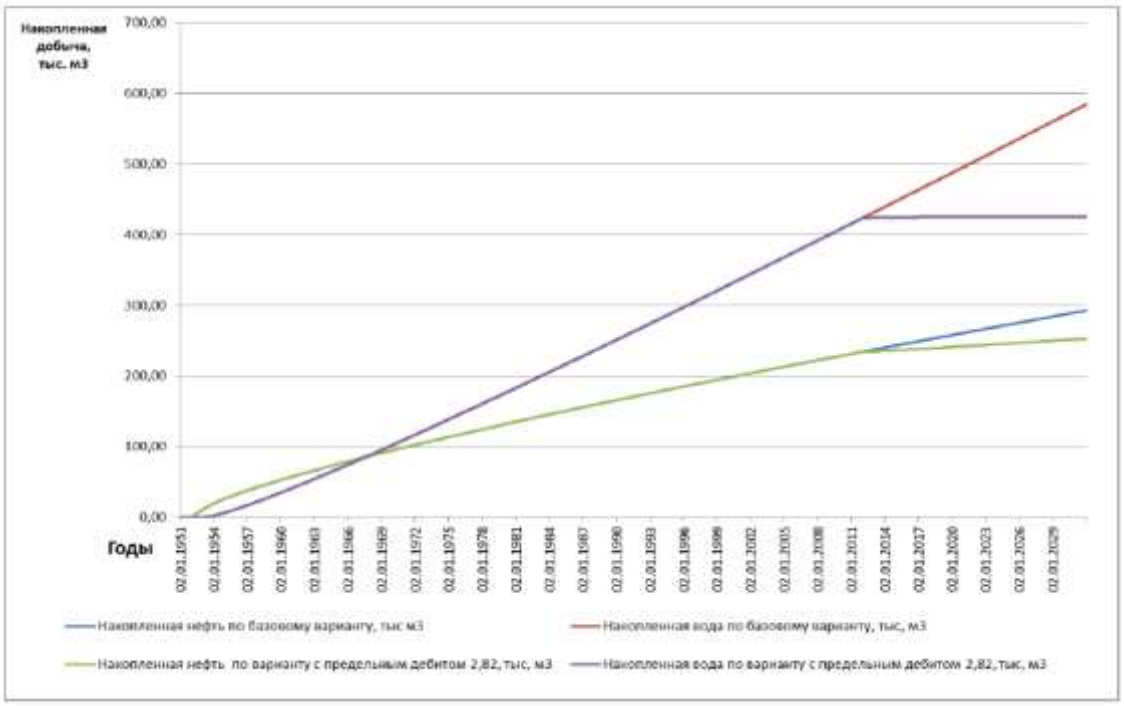



***Рис. 1. Сравнительный график накопленной добычи нефти и воды по двум вариантам разработки***

Где $\Delta\gamma_в = (\gamma_в - \gamma_н)$ - разность удельных весов воды и нефти; k- проницаемость, м$^2$; $\mu_н$ – вязкость нефти; $r_к$-радиус контура питания; rc - радиус скважины; hk-начальная толщина нефтенасыщенной части пласта; hc- длина перфорационного участка.

В работе [4] были рассмотрены два варианта разработки залежи: в первом скважина, после достижения высокой обводнённости, работала в обычном режиме, во втором — после достижения скважиной высокой обводнённости, скважина работала при заданном предельном безводном дебите.

Результаты исследования приведены на рисунке 1. Как видно, во втором случае накопленная добыча воды после «точки отсчёта» снижается, но и нефти тоже добывается меньше. Но если сравнивать добычу нефти и добычу воды, то добыча воды, по сравнению с первым вариантом, снижается существенно больше добычи нефти.

Так же, данный метод можно применять и на ранних сроках эксплуатации, в особенности в маломощных пластах.

Однако, на практике данный способ сдерживания конусообразования имеет ряд ограничений:

1) увеличение расстояния между перфорационными отверстиями и флюидальными контактами до требуемых значений приводит к уменьшению перфорационного интервала и, следовательно, снижению конечной нефтеотдачи. Более того, зачастую подобные действия не приводят к увеличению безводного и безгазового дебитов, а лишь увеличивают период безводной и безгазовой добычи, увеличивая сроки эксплуатации залежи.

2) входящая в скважинную продукцию вода после подготовки используется в системах ППД, а попутный нефтяной газ направляется на ГТЭС для выработки энергии на нужды предприятия, следовательно, отсутствие или нехватка ПНГ и пластовой воды в скважинной продукции повлечет за собой дополнительные затраты.

Следующим методом сдерживания конусообразования в пласте может служить применение барьерных технологий, суть которых сводится к созданию непроницаемого или низкопроницаемого барьера на границах флюидальных контактов, с целью замедления прорыва нежелательных флюидов в нефтедобывающие скважины. Барьеры в данном методе создаются двумя способами: 1) создание на границе флюидального контакта горизонтальной трещины с последующим заполнением ее проппантно-цементной смесью; 2) закачка на флюидальный контакт жидкости.

Впервые метод, основанный на заполнении горизонтальной трещины твердым материалом, был описан в работе [5]. Его основным преимуществом является то, что радиус $r_c$, задействованный в расчете конусообразования можно заменить на радиус получившегося барьера, а значит, безводно-безгазовый дебит нефти при применении данной технологии возрастет. Недостатком метода является риск возникновения вертикальных вторичных трещин, способствующих разрушению барьера и подтягиванию воды и газа к скважине.

В работах [6] и описывается создание барьера методом поочередной закачки на границу ГНК силикатного геля и пены в нефтенасыщенную часть пласта. Данный способ был опробован на месторождении Algyo с нефтяной оторочкой и газовой шапкой. Итогом исследований стал вывод, что данная методика в настоящее время является слишком трудоемкой и затратной для промышленного использования и требует дополнительных фундаментальных исследований.

Таким образом, барьерные технологии при высокой теоретической эффективности и оптимистичных модельных результатах на практике оказываются куда менее применимыми.

Еще одним методом сдерживания конусообразования в пласте может служить применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации, при которой бы происходил одновременный отбор нефти из нефтенасыщенной части пласта и воды или газа для сдерживания процесса конусообразования.

Так, например, в работе [3] описывается метод одновременно-раздельной эксплуатации нефте- и водонасыщенной зон пласта в вертикальных (рисунок 2) и горизонтальных скважинах (рисунки 3-4).

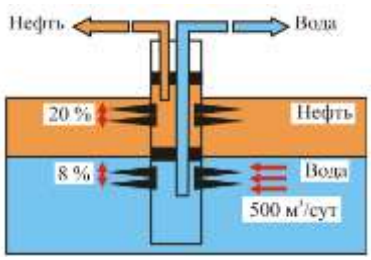



***Рис. 2. Схема одновременно-раздельной эксплуатации водо- и нефтенасыщенного пластов***

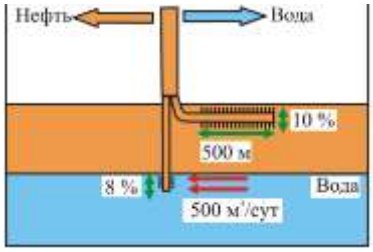



***Рис. 3. Схема одновременно-раздельной эксплуатации нефтеносной (горизонтальный ствол) и водоносной (вертикальный ствол) зон пласта двуствольной скважиной***

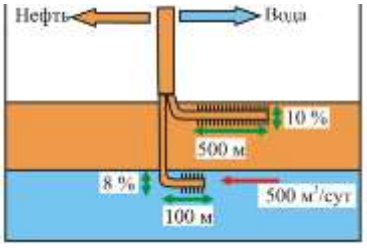



***Рис. 4 Схема одновременно-раздельной эксплуатации нефте- и водоносной зон пласта с помощью двух параллельных стволов***

В ходе исследования было установлено, что применение данной технологии с подбором оптимальных размеров перфорационных интервалов позволяет увеличить конечную накопленную добычу нефти при незначительном увеличении сроков эксплуатации, а значит, метод является эффективным.

Так же, существует описание данной методики [1] для сдерживания газового конусообразования в горизонтальных скважинах. Ее суть заключается в создании двух или трех перфорационных интервалов для раздельного отбора газа и нефти. Главным преимуществом данной технологии является достаточный для покрытия собственных нужд предприятия отбор газа из газовой шапки.

Главным же недостатком этих методов являются значительно возрастающие из-за сложности конструкции капитальные вложения на бурение и строительство скважин, часто не покрывающиеся дальнейшей добычей нефти.

Таким образом, несмотря на существование большого количества методов сдерживания конусообразования в пласте, данная проблематика до сих пор является актуальной для изучения. Каждый из описанных методов может как значительно увеличивать нефтеотдачу пласта и давать положительный экономический эффект при разработке месторождений, так и являться убыточным.

Наиболее перспективным для дальнейшего изучения можно считать метод одновременно-раздельной эксплуатации водоплавающих залежей и газонефтяных месторождений, поскольку именно они в наибольшей степени положительно влияют на показатели разработки – увеличивают показатели добычи нефти и КИН, сокращают обводненность продукции, а так же не исключают добычу подтоварной воды и попутного нефтяного газа, сокращая затраты производства на сооружение водозаборных скважин и потребление дизельного топлива для выработки электроэнергии.

Литература

1. Патент РФ № 2 547 530. 10.04.2015 // Способ разработки газонефтяных залежей;
2. РД 153-39.0-110-01 Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: Минэнерго РФ, 2002;
3. Поушев А.В., Квеско Б.Б., Карпова Е.Г., Квеско А.Р. Методы повышения эффективности разработки водоплавающих нефтяных залежей // Известия ТПУ. 2011;
4. Шараев. В.А. Моделирование технологии безводного дебита для борьбы с конусообразованием. – институт «ТатНИПИнефть». – 13 с;
5. Karp J.C., Lowe D. K., Marvsov N. Horizontal Barriers for Controlling Water Coning. – Jour. Pet. Tech. – 1962–8 с;
6. I. Lakatos and J. Lakatos-Szabo Restriction of Gas Coning by a Novel Gel/Foam Technique. –SPE 39654 –1998–6 с.

## ПРИМЕНЕНИЕ CRM МОДЕЛИ ДЛЯ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

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

Для нефтяных месторождений, которые находятся уже на поздней стадии разработки и разрабатываются при помощи поддержания пластового давления закачкой воды в пласт, верное понимание взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами имеет принципиально важное значение для повышения эффективности разработки месторождений с позиции регулирования закачки. Это связано с влиянием закачки, как на энергетику пластовой системы, так и на темпы обводнения. Оценка взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин выражается в величинах, которые принято называть коэффициентами взаимовлияния или коэффициентами связности.

Под взаимовлиянием подразумевается размер влияния нагнетательных скважин на добывающие через регулирование по объемам закачки или же, наоборот, воздействие добывающих скважин на нагнетательные, но уже через забойное давление. В практике, коэффициент связности оценивается размером закачки, поступающей от нагнетательной скважины в соответствующую ей добывающую [2]. Оперативная оценка данного параметра является крайне важной практической задачей управления разработкой нефтяных месторождений. Ее возможно произвести по результатам гидродинамического моделирования (ГДМ), но на это понадобится большой объем как вычислительных, так и временных ресурсов, что, в свою очередь, уже не будет удовлетворять требованию оперативности, проведенного расчета. Конечно, такие модели позволяют сформировать представление о взаимовлиянии скважин, а используя метод линий тока, можно рассчитать соответствующие параметры и в количественном выражении. Но чаще всего трехмерные модели являются детерминированными и имеют однозначную предопределенность для конкретного алгоритма, это крайне важный недостаток. Если же вместо этого использовать стохастический метод на этапе геологического моделирования, то не удастся до конца решить проблему неоднозначности, полученных результатов. Однако для решения практических задач разработки месторождений, в том числе, по регулированию закачки воды в пласт, наличие неопределенного (не надежного) решения является неприемлемым. Помимо этого, уделяется недостаточно внимания масштабным эффектам и адекватности петрофизических зависимостей. Поэтому, практическая значимость результатов моделирования, полученных на таких трехмерных гидродинамических моделях, часто оказывается недостаточно высокой, ввиду отсутствия детальных и надежных сведений об изучаемом объекте, и неточности обратной задачи адаптации модели на историю разработки. В ряде случаев удается выдерживать нужный баланс между детальностью в описании, происходящих в пласте физических процессов, и независимо существующими неопределенностями моделей. Достигается это за счет увеличения практической значимость трехмерных гидродинамических моделей, когда решение базируется на иерархическом моделировании. Но даже при выполнении этого условия нельзя будет причислить гидродинамическое моделирование к инструментам оперативного анализа взаимовлияния скважин и, соответственно, регулирования закачки, вследствие больших трудозатрат на актуализацию исследуемых данных.

Поэтому в настоящее время активно формируется и расширяется ряд разнообразных методов к аналитическому решению задачи оценки связности скважин с применением, например, MPI моделей, нейронных сетей и CRM моделей [1]. Преимущественным, ввиду большей эффективности, является подход, в основе которого лежит использование емкостно-резистивной модели (capacitance-resistive models, CRM), представляющей собой аналитическое решение уравнения материального баланса и позволяющей рассчитать гидродинамическую связь между скважинами при закачке.

Существует несколько модификаций CRM моделей. Например, CRMT модели, где применяются несколько допущений, в частности, о неизменности коэффициента продуктивности и слабой сжимаемости исследуемой системы «нефтяной пласт – флюиды», предполагается, что все нагнетательные и добывающие скважины объединяются в одну нагнетательную и одну добывающую скважины. Кроме этого, выделяют CRMP модели, в которых решение строится применительно к элементу, включающему одну добывающую и потенциально реагирующие с ней нагнетательные скважины, и имеет вид [2]:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0)e^{-\frac{t_n-t_0}{t_j}} + \sum_{k=1}^{n}\left[\left(\sum_{i=1}^{NI}\left(f_{ji}I_i^k\right) - J_j\tau_j\frac{p_j^k-p_j^{k-1}}{t_k-t_{k-1}}\right)e^{-\frac{t_n-t_k}{\tau_j}}\left(1-e^{-\frac{t_n-t_{k-1}}{\tau_j}}\right)\right], \quad (1)$$

где $q_j$ – дебит добываемой жидкости, $p_j^k$ – забойное давление на добывающих скважинах, $I_i$ - приемистость.

Уравнение (1) сводится к решению обратной задачи с большим количеством параметров и ограничений. При ее решении определяются: «постоянная» времени - $\tau_j$, коэффициент продуктивности добывающих скважин - $J_j$, а также коэффициенты взаимовлияния (связности) - $f_{ij}$, характеризующие объем закачки *i*-той нагнетательной скважины, приходящийся на добычу жидкости в *j*-той добывающей скважине. Как итог, найденные величины этих параметров предоставляют возможность выполнять анализ состояния системы заводнения.

На основе вычисленных коэффициентов связности между скважинами можно определять нагнетательные скважины, приходящейся на перетоки в нецелевые пласты, либо на законтурную область, то есть скважины с непроизводительной закачкой воды в пласт. В уравнении (1), сумма $\sum_j f_{ij}$ характеризует объемную долю полезной закачки для *i*-той скважины. Значит, разность $1 - \sum_j f_{ij}$ является долей непроизводительной закачки, определить которую можно и в абсолютном выражении за выбранный период времени.

Коэффициенты связности характеризуют объем закачки определенной нагнетательной скважины, приходящийся на добычу жидкости определенной добывающей скважины. Чтобы проанализировать эффективность работы нагнетательных скважин, следует вычислить коэффициенты связности в отношении добывающих скважин.

$$f_{ji}^{prod} = \frac{f_{ij} l_i}{\sum_{i=1}^{NI} (f_{ij} l_i)} \quad (2)$$

Дебит нефти, добываемый *j*-той скважиной за счет закачки нагнетательной i-той скважины, определяется для определенной добывающей скважины, произведением коэффициента $f_{ji}{}^{prod}$ из (2) уравнения на дебит нефти добывающей *j*-той скважины. Таким образом, уравнение (3) позволяет интегрально оценить, сколько нефти добывается за счет каждой отдельно взятой нагнетательной скважины.

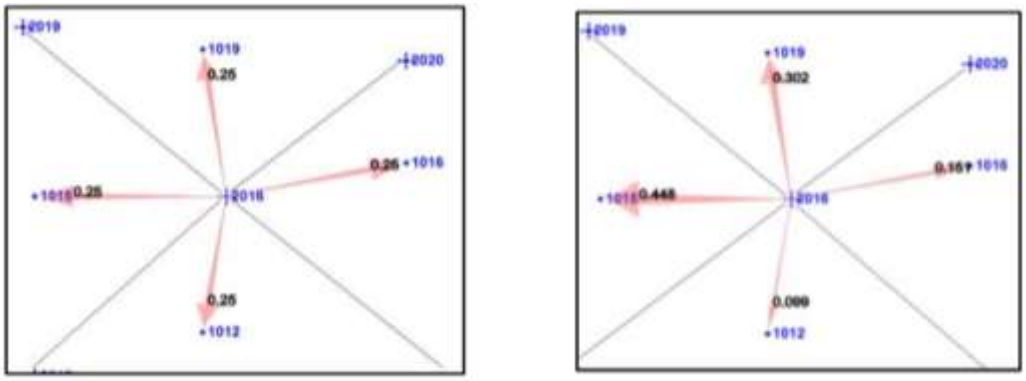
$$Q_{0i} l_i = \sum_{j=1}^{Nj} f_{ji}^{prod} q_{oj} \quad (3)$$

где $q_{oj}$ – дебит нефти добывающей *j*-той скважины, $Q_{oi} l_i$ – суточная добыча нефти за счет закачки нагнетательной i-то скважины, $f_{ji}{}^{prod}$ – коэффициент взаимовлияния относительно добывающей *j*-той скважины.

Основным параметром эффективности системы ППД служит компенсация по элементам заводнения в пластовых условиях. Компенсация отбора жидкости закачкой воды в пласт – есть отношение объемов закачанной воды, накопленной на определенную дату, к жидкости, отобранной в пластовых условиях, характеризующие суммарное восполнение пластовой энергии по отдельному пласту или эксплуатационному объекту. Чтобы рассчитать объем закачиваемой жидкости следует знать объем закачки в элемент для каждой нагнетательной скважины. Традиционно задача решается геометрическим способом, где учитывается взаимное расположение всех реагирующих добывающих скважин относительно влияющей нагнетательной. Для точного же определения объема закаченной жидкости в элемент заводнения, следует использовать коэффициенты связности, полученные на основе CRM модели.

На рисунке 1 наглядно представлено различие результатов расчета коэффициентов взаимовлияния на основе геометрического фактора и на основе модели CRM. Видим, что в методе оценки распределения закачки для симметрично расположенных добывающих скважин относительно нагнетательной по геометрическому фактору получается равное влияние на каждую добывающую скважину. Поэтому использование такого фактора при расчете взаимовлияния повлечет за собой некорректный расчет текущей компенсации и неверно принятые рекомендаций по оптимизации действующей системы ППД.

Важной особенностью является тот факт, что есть возможность рассчитать компенсацию как по элементам заводнения, так и по отдельным добывающим скважинам, так как в модели CRM анализируется контрольный объем с одной добывающей скважиной и группой влияющих нагнетательных скважин.




(1) (2)

***Рис. 1. Оценка взаимовлияния (связности) нагнетательных и добывающих скважин для гидродинамической модели на основе геометрического фактора (1) и на основе модели CRM (2)***

По оценке взаимовлияния, основанной на CRM модели можно определять наличие непроницаемых барьеров или же, наоборот, высокопроводящих каналов. Для подтверждения возможности их идентификации, на нефтяном месторождении X был проведен численный эксперимент с использованием гидродинамической модели, состоящей из 24 добывающих и 25 нагнетательных скважин. На рисунке 2 в графическом виде отображены непроницаемые барьеры (отмечены синими линиями), красными замкнутыми линиями зафиксированы нагнетательные скважины, подсоединенные и к первому и ко второму пластам [3]. На рисунке 3 наглядно представлены рассчитанные значения коэффициентов взаимовлияния этих скважин на основе CRM модели.

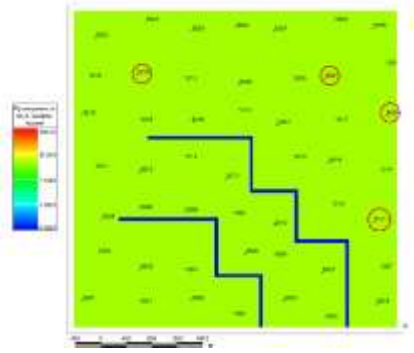


***Рис. 2. Отображение непроницаемых барьеров (синие линии) и скважин с непроизвольной закачкой (красные линии) в графическом виде***

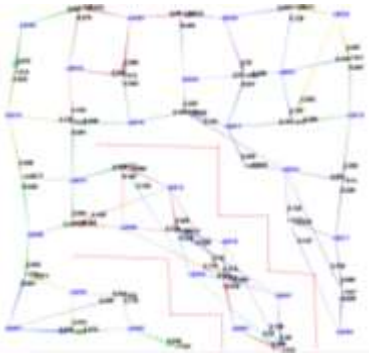


***Рис. 3. Распределение коэффициентов взаимовлияния (связности) на основе CRM модели***

Также следует отметить, что время решения обратной задачи по модели CRM (примерно 3-9 минут, в зависимости от объема исходных данных) несоизмеримо меньше времени, которое необходимо для решения той же самой обратной задачи, но уже по адаптации трехмерной гидродинамической модели. Из этого следует, что возможность получения оперативного решения является еще одним важным преимуществом использования аналитической модели CRM.

В силу относительной простоты подхода, настройка модели на промысловые данные не требует значительных временных затрат при сохранении достаточной точности прогнозов. Предложенная методика анализа системы заводнения на основе моделей CRM включает в себя проблемы оценки доли непроизводительной закачки, расчета текущей компенсации не только по элементам заводнения, но и по отдельным добывающим скважинам, эффективности работы нагнетательного фонда, а также определение непроницаемых барьеров и высокопроводящих каналов. В дальнейшем, опираясь на полученные результаты, можно подготовить ряд рекомендации для повышения эффективности реализуемой системы заводнения.

Литература

1. 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.
2. Ручкин А. А. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM / А. А. Ручкин, С. В. Степанов, А. В. Князев, А. В. Степанов, А. В. Корытов, И. Н. Авсянко // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. – Том 4. – № 4. – С. 148-168.
3. Степанов С. В. Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования / С. В. Степанов, С. В. Соколов, А. А. Ручкин, А. В. Степанов, А. В. Князев, А. В. Корытов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. – Том 4. – № 3. – С. 146-164.

## ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ РАБОЧЕГО АГЕНТА ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Сытникова С.А.**

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

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

Одним из носителей информации о технологических процессах нефтедобычи является вода – пластовая, подстилающая залежь и закачиваемая в продуктивный пласт для ППД. Взаимодействуя с породой пласта-коллектора и с пластовыми флюидами, вода, являясь более чуткой и мобильной системой, несет косвенную информацию о внутрипластовых процессах – сорбции и десорбции, ионном обмене, гидратации и дегидратации, диффузии, растворении и выщелачивании, осадкообразовании солей, фильтрационных и многих других физико-химических явлениях, скрытых от глаз [1].

Прежде чем подобрать вытесняющий агент, нужно детально проанализировать факторы, которые влияют на процесс ППД ввиду того, что при закачке воды в пласт возникает множество технологических сложностей таких как: уменьшение приемистости нагнетательных скважин со временем, прорывы по высокопроницаемым пропласткам и забоям добывающих скважин, а также утечка нагнетаемой воды в нецелевые пласты.

Поэтому для выбора оптимальных режимов работы нагнетательных скважин, регулирования системы ППД и контроля за ней, необходимо учитывать следующие критерии:

- геологическое строение залежи, тип коллектора и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта (расчлененность, содержание глинистых минералов, слоистость, зональная неоднородность, трещиноватость,

кавернозность, микронеоднородность пористой среды по размеру пор и каналов, смачиваемость поверхности пор, степень гидрофильности и гидрофобности среды, межфазное натяжение между нефтью и вытесняющей водой);

- стадию разработки месторождения (начальная и конечная стадия разработки);
- термобарические условия (температуру закачиваемой воды и давление; их влияние на смачиваемость, степень гидрофильности и гидрофобности породы и вытесняющей среды);
- химический и микробиологический состав вод;
- контроль качества нагнетаемой воды для ППД (химическая совместимость и стабильность закачиваемой и пластовой воды без осадкообразования).

Знание этих факторов и степень их влияния очень важно на стадии прогноза заводнения, для обоснования выбора систем размещения скважин и вытесняющего агента, а также выяснения причины снижения эффективности заводнения, то есть уменьшения приемистости нагнетательных скважин, определяющей объем рабочего агента, закачиваемого в пласт в единицу времени.

Первоначально источник заводнения выбирается исходя из этапа разработки (рисунок 1). Так, на начальных стадиях разработки месторождений, характеризующихся низким темпом обводненности до 5 – 7 % в год, источником поддержания пластового давления закачкой являются водозаборные скважины, а также воды открытых водоемов. На завершающей стадии, которая характеризуется медленным темпом снижения текущих отборов нефти, высокой обводненностью (свыше 80 %) и ее ростом во времени, источником водоснабжения будут уже попутно добываемые воды, прошедшие кондиционирование.

Также следует учитывать тип коллектора. При закачке воды в пласты, содержащие набухающие глины, концентрация в ней ионов Ca и Mg должно быть выше 10 % от общего содержания ионов всех других типов, а минерализации закачиваемой воды более 20-30 г/л.

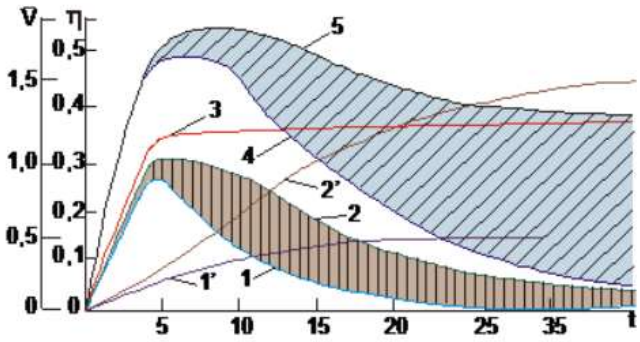



***Рис. 1. Динамика нагнетания воды в пласт, относительного отбора жидкости, потребности в воде v и нефтеотдачи η во времени (по М.Л.Сургучеву) 1, 1′ - соответственно добыча нефти и нефтеотдача при режиме растворенного газа; 2,2′, 3 соответственно добыча нефти, нефтеотдача и отбор жидкости при заводнении; 4 потребность в воде при полном возврате сточных вод; 5 расход нагнетания воды.***

Важно на протяжении всего периода добычи нефти посредством закачки рабочего агента в пласт осуществлять постоянный гидрохимический мониторинг и изучение изменяющихся химических и физических свойств пластовых флюидов, что будет способствовать огромной экономии, ведь именно при несовместимости закачиваемой и пластовой воды может возникнуть ряд осложняющих добычу факторов:

- изменение в худшую сторону качества извлекаемого и остающегося в пласте флюида (окисление, сульфирование и т.д);
- формирование осадка, приводящего к кольматации пор и каналов пласта;
- выделение балластных и коррозионно-активных газов ($CO_2$, $H_2S$ и т.д);
- кольматация каналов низкой и повышенной проницаемости, блокировка в связи с этим возможности последующего применения различных методов повышения нефтеотдачи пластов, требующих развитой дренажной системы в продуктивных пластах.

Для оценки совместимости пластовых флюидов с системами поддержания пластового давления следует в первую очередь проводить качественный и количественный химический анализ пластовой воды и закачиваемого агента с учетом возможности образования неорганических солей, содержание которых определяется температурой пласта и степенью минерализации пластовой воды.

Температура, нагнетаемой в пласт воды, должна исключать существенное понижение температуры в пласте, изменение вязкостных характеристик вытесняемой нефти и возможность выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в пористой среде пласта, особенно в призабойной зоне. Кроме того, температура и давление имеют прямое влияние на величину угла смачивания: с ростом температуры уменьшается адсорбция активных компонентов нефти, значит, поверхность лучше смачивается водой, и возрастает гидрофильность породы; с ростом давления смачиваемость пород водными растворами ухудшается, и наоборот соответственно. Большинство закачиваемых вод имеет низкую стабильность, что связано со значительным содержанием в них ионов бикарбонатов ($HCO_3^-$) и солей закисного железа в форме бикарбонатов $Fe(HCO_3)_2$.

Если этот агент прореагирует с кислородом ($O_2$), образуется осадок гидрата окиси железа $Fe(OH)_3$, приводящий к снижению приемистости нагнетательных скважин, и весьма коррозионно-активный углекислый газ

($CO_2$). Карбонатное и сульфатное равновесие связано с присутствием в водах солей металлов кальция (Ca), магния (Mg) и бария (Ba). В связи с этим стабильность вод зависит от ее общей жесткости, то есть определяется суммарным содержанием указанных ионов.

Важным условием гидрохимического мониторинга является не только определение совместимости и стабильности закачиваемых в пласт вод, но и необходимость установления их долевого участия в образуемых смесях, для избегания выпадения нерастворимых осадков при превышении допустимых концентраций (рисунок 3).

Так, для прогноза возможного осаждения карбоната кальция на участках продвижения фронта закачиваемого агента используют расчетные методы, позволяющие прогнозировать образование и осаждение солей по количественным критериям, такие как метод Стиффа – Деввиса и Дебая – Гюккеля. Метод Стиффа – Девиса основан на возможности осаждения карбоната кальция путем сравнения фактического pH с расчетным значением pHs при насыщении данной воды карбонатом кальция. Расчеты по данной методике показывают, что при pH > 7 индекс насыщения (IS) имеет положительные значения, значит, пластовая вода способна растворять дополнительное количество карбоната кальция; при pH < 7 индекс насыщения (IS) приобретает отрицательные значения, что соответствует сильно пересыщенной воде, образующей осадок карбоната кальция [4].

Термодинамические расчеты насыщенности пластовых вод относительно карбоната кальция с введением поправок на повышенную температуру вод производится по методике Дебая – Гюккеля. Количественная оценка степени насыщенности вод карбонатом кальция проводится путем вычисления индекса неравновесности с $CaCO_3$ по реакции: $CaCO_{3\ тв} + CO_2 + H_2O \leftrightarrow Ca^{2+} + 2HCO_3$

По мере насыщения воды карбонатом кальция индекс неравновесности уменьшается, стремясь к нулю, а при пресыщении вод его значения становятся отрицательными, нулевое значение характеризует равновесное состояние [4]. На основании данных об ионном составе пластовой воды строится диаграмма состояния ангидрита в пластовой воде по методике Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона (рис. 2) [3], показывающая участки опасных условий эксплуатации скважины при ППД.

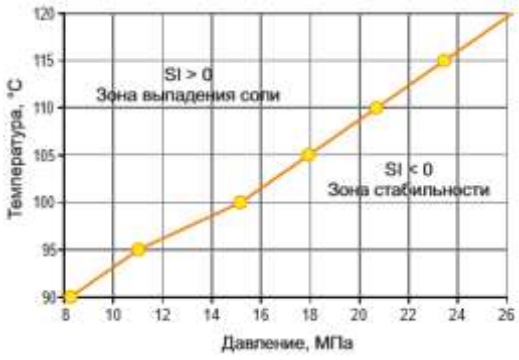



***Рис. 2. Диаграмма состояния ангидрита в пластовой воде в условиях повышенных давлений и температур***

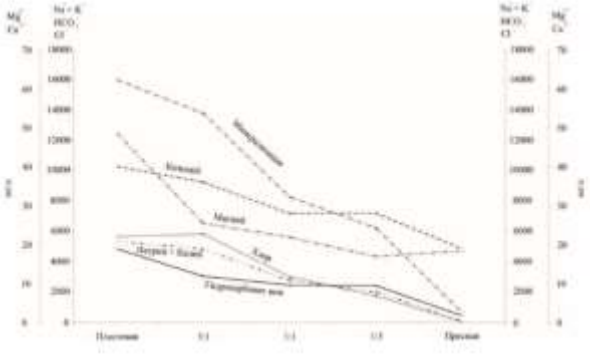


***Рис. 3. График смешения пластовых вод ачимовской толщи и закачиваемых пресных вод олигоценовых отложений***

На примере нефтяного месторождения Х были проведены лабораторные испытания на совместимость закачиваемых вод. Пластовые воды продуктивного горизонта (ачимовская толща) смешивались с пресными олигоценовыми водами в пропорции 3:1; 1:1; 1:3. В процессе опытов определялось содержание солеобразующих ионов в пластовых, закачиваемых водах и их смесях, а также были проведены расчеты коэффициента неравновесности по методике Дебая – Гюккеля. Результаты исследований и расчетов приведены в таблице.

***Таблица***

***Результаты смешения пластовых вод ачимовской толщи и пресных вод олигоценовых отложений***

| Состав смеси | Компоненты, мг/дм$^3$ | | | | | | | Минерализация, мг/дм$^3$ | Индекс неравновесности |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $Cl^-$ | $HCO_3$ | $SO_4^{2-}$ | $CO_3^-$ | $Ca^{2+}$ | $Mg^{2+}$ | $Na^+ + K^+$ | | |
| Пластовая вода | 5680 | 4880 | н/обн | н/обн | 40,08 | 48,64 | 5382 | 16030,7 | -2,31 |
| 3:1 | 5857,8 | 3050 | н/обн | н/обн | 36,07 | 25,54 | 4855,3 | 13824,4 | -2,05 |
| 1:1 | 3017,5 | 2440 | н/обн | н/обн | 28,06 | 21,89 | 2801,4 | 8308,8 | -2,06 |
| 1:3 | 1775 | 2440 | н/обн | н/обн | 28,06 | 17,02 | 2005,6 | 6265,68 | -2,02 |
| Пресная вода | 35,5 | 457,5 | н/обн | н/обн | 18,04 | 17,02 | 142,6 | 670,7 | -0,36 |

Результаты исследований показали, что смешение пластовых и закачиваемых пресных вод олигоценового водоносного горизонта подчиняется уравнению А.Н. Огильви и при смешении двух вод (пресной и минерализованной), химический состав смеси подчиняется прямолинейному уравнению вида:

$$У = АХ + В, \quad (1)$$

где Х и У – содержания двух каких-либо составных частей в данном объеме воды; А и В – параметры, постоянные для данных двух составных частей и для всей группы вод-смесей.

На основании построенного рисунка 3 можно сделать вывод о том, что взаимодействие основных солеобразующих ионов в исследуемых водах и их смесях не приводит к образованию осадка – наблюдается спрямление графиков, а их содержание определяется разбавлением в соответствии с пропорциями смеси.

Выбор минерализации и способа кондиционирования воды для заводнения должен быть обоснован лабораторными экспериментами, а кроме того гидродинамическим моделированием и экономическими расчетами. Утверждение "чем ниже содержание солей в воде, тем проще извлечь нефть из пористой породы коллектора" объективно вытекает из механики ионно-обменных процессов между водой и нефтенасыщенной породой, однако проблема неконтролируемого выпадения минеральных соединений в результате смешения вод, не обсуждается.

Закачиваемая вода, контактируя с пластовой, вступает с ней во взаимодействие, которое может привести к выпадению осадков. Закачиваемая и пластовая воды не будут реагировать между собой только при идентичности химического состава вод и их пребывании в равновесном состоянии. Но добиться полной идентичности, используя для ППД высокоминерализованную пластовую или сточную воду, крайне сложно, особенно с учётом различий и непостоянства их химического состава на разных участках технологической цепочки. Поэтому возможно использование химических реагентов-ингибиторов в композиции с полимерами, бактерицидами и другими активными веществами. Закачку высокоминерализованных попутных вод также следует осуществлять при наличии глинистых минералов, так как их разбухание интенсивно развивается при контакте с пресными водами и существенно снижается при использовании попутных вод повышенной минерализации [6].

Принципиально не касаясь проблемы отложения солей предпочтительно использовать для ППД воды с пониженной минерализацией, ввиду возможности их комбинирования с технологиями полимерного заводнения и теплового воздействия на пласт. Кроме того, пресная вода может успешно использоваться для закачки в пласт на поздней стадии разработки месторождения при обводнённости добываемой продукции более 85 %.

Для приготовления закачиваемых в пласт водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ), кислот, щелочей, полимеров, а также других химических реагентов следует использовать воду, которая будет исключать, либо минимизировать деструкцию реагентов и не образовывать с ними соединений, выпадающих в осадок после контакта с пластовой водой, породой коллектора и вытесняемой нефтью. Для минимизации проблем с приемистостью и деструкцией полимера и ПАВ при подготовке закачиваемой воды следует обеспечивать следующие показатели: содержание нефти в воде ниже $100*10^{-6}$; содержание твердых частиц менее $50*10^{-6}$ и размером менее 5 мкм; и содержание кислорода менее $100*10^{-9}$ [2].

Кроме того, многие проблемы в системах ППД, такие как коррозия оборудования, ухудшение фильтрационных характеристик пород, разрушение растворов ПАВ, обусловлены причинами природного характера, а именно наличием широкого ряда микроорганизмов, сульфатвосстанавливающих, нитрофицирующих, тионовых и железобактерий в закачиваемой воде [6]. Однако к наиболее представительным и наносящим существенный ущерб нефтепромысловым объектам относятся сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ) сульфатредуцирующих бактерий в закачиваемой воде. Для повышения эффективности методов подавления СВБ на объектах ППД проводится коррозионный мониторинг, включающий замеры скоростей коррозии и оценку зараженности добываемых и перекачиваемых сред. На основании анализа составляются графики химических обработок и выдаются рекомендации по эффективной защите посредством закачки бактерицида и дозирования нитрата кальция в воду ППД. В общем виде установлено, что концентрация СВБ не должна превышать одной единицы на миллилитр воды.

Выбор отличительных критериев для надежной идентификации типов вытесняющих агентов, расчет их долевого участия в смесях, поступающих в эксплуатационные скважины, должен количественно обосновываться применительно к конкретным геологическим условиям. Пренебрежение этими факторами может привести к неверным выводам относительно активности водонапорной системы, и, как следствие, преждевременному обводнению добывающих скважин.

## Литература


1. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2002. – 639 с.
2. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: учебное пособие / И.И. Дунюшкин. – Москва: Нефть и газ, 2006. – 320 с.: ил. – Литература: с. 314-317.
3. Кащавцев В. Е., Гаттенбергер Ю. П., Люшин С. Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М.: Недра, 1985. – 215 с.
4. Харитонов Ю.Я. Аналитическая химия. Кн. 1 Общие теоретические основы. Качественный анализ. – М.: Высш. шк., 2001. – 615 с.
5. Резяпова И.Б. Сульфатвосстанавливающие бактерии при разработке нефтяных месторождений. – Уфа: Гилем, 1997. – 51 с.
6. Jerauld G.R., Lin C.Y., Webb K.J. Modeling low salinity water-fl ooding // SPERE. – 2008. – P. 1000–1012.

## СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

**Титков А.Ю.**
Научный руководитель преподаватель И.В. Федоренко
***Томский политехнический техникум, г. Томск, Россия***

Появление газовых гидратов при добыче, сборе, промысловой подготовке и транспортировке газа является достаточно частым технологическим осложнением, особенно в условиях северных месторождений. При резком перепаде температуры и давления они образуются из водного раствора, пара, льда и низкомолекулярных газов. Образовавшиеся гидратные пробки могут закупорить скважины, нарушить работу измерительных приборов и регулирующих средств. В связи с этим при эксплуатации месторождений необходимо предусматривать мероприятия по борьбе с гидратами.

Несмотря на имеющиеся современные технологии добычи и различные материалы, особенность эксплуатации скважин в условиях гидратообразования заключается в том, что для каждой отдельной скважины требуется индивидуальная подборка методов и средств, так как добываемый газ имеет различные физико-химические свойства, а скважины – различные горно-геологические условия.

Для решения проблемы гидратообразования в скважинах в настоящее время существует два направления:

1. Мероприятия по предотвращению образования гидратов в скважинах. К ним относятся технологические решения, связанные с выбором определенных параметров работы скважины вне зоны гидратообразования (подбор оптимальных температур и давления), а также применение определенного оборудования при добыче нефти и газа и обслуживании скважин.

2. Мероприятия по ликвидации гидратов в скважине. Основными являются работы, включающие закачку специальных реагентов, прогрев скважины и призабойной зоны пласта.

Изучение опыта эксплуатации скважин в условиях гидратообразования на месторождениях позволило выявить следующие применяемые технологии, представленные в таблице.

***Таблица***

***Способы борьбы с гидратообразованием на месторождениях***

| Месторождение | Термобарические условия | Применяемые технологии |
|---|---|---|
| Бысахтахское (Якутия) | Пластовая температура в зависимости от скважин 17 – 30 °С, пластовое давление 166 – 315 атм, высокая минерализация пластовых вод (до 400 г/л) хлор-кальциевого типа, наличие гелия в природном газе, многолетнемерзлые породы до глубины 400 – 600 м. | Закачка термодинамических ингибиторов (метанол) в скважины и призабойную зону пласта. |
| Ванкорское (Восточная Сибирь) | Аномально высокие пластовые давления (КАП = 1,27 – 1,51), значительная толща многолетнемерзлых пород (до 700 м). | При вскрытии продуктивных пород – подогрев промывочной жидкости до 20 – 40 °С.<br>При эксплуатации скважин применяется закачка ингибитора ХПП-004 ОКРМ в количестве 0,63 г/м$^3$ и СОНГИД-1803 с пониженными дозировками в затрубное пространство. |
| Западно-Озерное (Чукотка) | Газовые залежи находятся в песчано-глинистых коллекторах в интервале от 360 до 942 м. Тип залежи массивный или пластово-сводовый.<br>Пластовая температура 10,8 – 30,3 °С, начальное пластовое давление 35,9 – 94,3 атм. | Для предотвращения гидратообразования используется автоматизированная система управления технологическими процессами, которая позволяет следить за параметрами работы скважины и выявить начало образования гидратной пробки.<br>Для ликвидации гидратной пробки применяется закачка метанола в количестве 0,23 – 0,27 л/1000 м$^3$ газа. С 2005 г. по 2017 г. – закачка этанола в количестве 0,55 л/1000 м$^3$ газа. С 2017 г. по настоящее время – закачка растворителя гидратообразования (смесь метанола и этанола). |

| | | |
|---|---|---|
| Мыльджинское (Западная Сибирь) | Песчано-глинистые породы-коллектора в интервале от 360 до 942 м. Пластовая температура 80 – 82 °С, начальное пластовое давление 24,6 – 25,1 МПа. | Применяется технология подъема жидкости с забоя скважин с помощью комбигазлифта, основанная на работе в скважине разделителя потока по принципу плунжера, выталкивающего жидкость вверх. |
| Отраднинское (Якутия) | Пластовая температура 15 °С, начальное пластовое давление 18,8 МПа. | Отбор газа проводят в течение 5 суток, а затем временно останавливают скважину и вводят метанол [1]. |
| Талаканское (Якутия) | Пластовая температура 15 °С, пластовое давление 13,2 МПа, минерализация пластовых вод 250 г/л. | Закачка в пласт-коллектор минерализованного раствора NaCl с концентрацией 240 г/л, полученного при растворении вышележащего пласта каменной соли. |
| Уренгойское (Западная Сибирь) | Переслаивание песчано-алевролитовых и алевро-глинистых пород, пластовая температура 2734 °С, начальное пластовое давление 12,5 МПа. | Главным методом для предотвращения гидратообразования и удаления образовавшихся газовых гидратов является закачка ингибиторов ХПП-004 ОКМР и СОНГИД-1803 в затрубное пространство скважины при помощи установки дозирования ингибитора. |
| Южно-Русское (Западная Сибирь) | Глубина залегания пород 600 – 1000 м. Пластовая температура 10 – 22 °С, пластовое давление 7 – 12 МПа. | Режим периодической эксплуатации скважин, обработка призабойной зоны химическими реагентами, прогрев забойными нагревателями, физическое воздействие (акустическое, микроволновое) |

При выборе оптимальной технологии эксплуатации скважины с учетом возможного гидратообразования необходимо руководствоваться геологическими условиями, техническими возможностями и экономической целесообразностью. В критериях выбора должны быть заложены доступность определенной технологии, ее стоимость, эффективность, технологичность, степень влияния на окружающую среду и здоровье человека. На основании вышеизложенного материала и перечисленных критериев можно считать наиболее обоснованным применение следующих технологий:

1. Поддержание термобарических условий безгидратных режимов эксплуатации скважин на основе применения тепловых методов (воздействие на пласт с целью поддержания определенной температуры, увеличения фильтрационных свойств пласта и увеличения дебитов). Применение тепловых методов позволит увеличить фильтрационные свойства пласта, понизить вязкость пластовых флюидов, что приведет к увеличению дебита скважины. Повышение или поддержание определенной температуры предотвращает образование гидратов. Прогрев скважины способствует очищению забоя и колонны насосно-компрессорных труб.

2. Закачка смешанных ингибиторов гидратообразования и гидратоотложения (диэтиленгликоль+ кинетические ингибиторы). В данном случае возможно рациональное сочетание эффективности, стоимости и экологичности применяемых материалов. Применение кинетических ингибиторов позволяет сократить эксплуатационные затраты, снизить дозировку по сравнению с метанолом (до 32 раз), снизить температуру гидратообразования до 19 °С, более высокий уровень экологичности, возможность переоборудования существующих систем ввода метанола, упрощение процедуры и сокращение затрат на хранение и транспортировку. Водные растворы гликолей имеют низкую температуру замерзания в углеводородных газах. Гликоли способны к полной регенерации. Имеют низкую токсичность. Диэтиленгликоль обладает малой растворимостью в газе. Важным условием является доступность и проработанность многих вопросов технологии применения ингибиторов.

3. Удаление воды с забоя (по примеру Мыльджинского месторождения). В состав комплекса оборудования входит общепромысловое и специальное оборудование, вносить изменения в конструкцию устья скважины и проведение специальных работ для перевода ее на эксплуатацию комбигазлифтом не требуется. Следовательно, технология может применяться на любых скважинах без дополнительных затрат, эффективна для удаления водяных пробок на забое и предотвращает образование гидратов в стволе скважины.

Литература

1. Бондарев Э.А. Образование гидратов при разработке Отраднинского газоконденсатного месторождения / Э.А. Бондарев, И.И. Рожин, К.К. Аргунова // Научные труды НИПИ НефтеГаз ГНКАР. – 2014. – № 4. – С. 46–53.
2. Истомин В.А. Гидратообразование в призабойной зоне пласта при освоении туронских залежей Западной Сибири / В.А. Истомин, П.А. Моисейкин, В.Н. Абрашов, Д.М. Федулов, В.В. Черных, С.Г. Медведев, Т.В. Сопнев // Научно-технический сборник Вести газовой науки – 2013. – № 5. – С. 99–104.
3. Кааров Ж.З. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин на Терновском месторождении / Ж.З. Кааров // Международный журнал гуманитарных и естественных наук – 2020. – № 4 – 2. – С. 24–28.

4. Квеско Н.Г. Инигибиторная защита оборудования от гидратообразования на газовых месторождениях Восточной Сибири / Н.Г. Квеско, Б.Б. Квеско // Евразийский союз ученых. – 2015. – № 8 – 4. – С. 94–97.
5. Малюков В.П. Гидратообразование в продуктивном пласте. Термобарические условия и минерализация воды / В.П. Малюков, А.В. Смирнов // Вестник Российского Университета Дружбы Народов. Серия: инженерные исследования. – 2014. – № 4. – С. 113–121.
6. Нефёдов П.А. Особенности кинетики гидратообразования метана в водных растворах электролитов / П.А. Нефёдов, А.А. Джеджерова, В.А. Истомин, С.И. Долгаев, В.Г. Квон // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2014. – № 2. – С. 83–89.
7. Савенок О.В. Современные методы борьбы с гидратообразованием на газовых месторождениях /О.В. Савенок, Л.В. Поварова, В.А. Альховиков, А.Г. Марков // Булатовские чтения. – 2019. – № 2. – С. 146–151.
8. Савенок О.В. Анализ эффективности применения ингибиторов гидратообразования на газовых месторождениях Чукотского автономного округа / О.В. Савенок, Л.В. Поварова, Е.В. Тихонов // Булатовские чтения. – 2019. – № 2. – С. 157–163.
9. Фаресов А.В. Сравнение эффективности ингибиторов гидратообразования кинетического типа и опыт их промышленного применения в ПАО "Оренбургнефть" / А.В. Фаресов, А.И. Пономарёв, Е.А. Круглов, А.П. Баряев // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2016. – № 2. – С. 117–122.

## УСПЕШНЫЙ ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ КАК МЕТОДА УВЕЛЕЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

**Хагай Д.Э., Собослаи М.Г.**
Научный руководитель профессор О.С. Чернова
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Нефтегазовый сектор в России длительное время (с конца 50-х годов прошлого столетия) во многом определяет динамику, состояние и возможность направления развития не только топливно-энергетического комплекса [1], но и в целом экономику страны.

Россия обладает колоссальным ресурсным потенциалом добычи углеводородов. Однако сегодня структура запасов разрабатываемых месторождений ухудшается, месторождения переходят в поздние стадии разработки, а новые месторождения, которые находятся на начальной стадии освоения, часто имеют сложную неоднородную структуру с трудноизвлекаемыми запасами (тонкие оторочки, вязкая нефть, контраст проницаемости).

Разработка таких месторождений, независимо от технологии, сопровождается комплексом проблем, ограничивающих эффективность добычи нефти. Большой проблемой является снижение добычи нефти и обводнение скважиной продукции. Без грамотного управления процессом добычи нефти и поиска адекватных решений, направленных на повышение эффективности вытеснения нефти, происходит сокращение сроков рентабельной добычи нефти. В этой связи, проведена работа по оценке эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) по определению приоритетного вида МУН для месторождения.

Проведён скрининг МУН по 21 параметру (рисунок 1), по итогам которого полимерное заводнение получило наибольший бал. Для выбора оптимальных параметров полимерной композиции проведен ряд лабораторных исследований различных полимерных композиций в условиях максимально приближенных к реальным условиям месторождения. При анализе учитывались реологические свойства полимерной композиции (обеспечение максимальной вязкости при наименьшей концентрации полимера), показатели фильтрационных характеристик в пористой среде (адсорбция на породе, функция вязкости полимера, остаточный фактор сопротивления) [2]. Проведен ряд лабораторных тестов по совместимости полимеров и закачиваемой воды, определению параметров фильтруемости полимерного раствора на керне пласта.

***Таблица***

***Геолого-Физические характеристики пласта коллектора***

| Параметры | Значение |
|---|---|
| Коллектор | Поровый, терригенный |
| Проницаемость, $10^{-3}$ мкм$^2$ | 149 |
| Расчлененность | 23.8 |
| Начальная пластовая температура, $^oC$ | 14.9 |
| Начальное пластовое давление, МПа | 7.65 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с | 101 |
| Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м$^3$ | 0.98 |
| Объемный коэффициент нефти, доли ед. | 1.028 |
| Содержание серы в нефти, % | 0.3 |
| Вязкость воды в пластовых условиях, мПа с | 1.1 |
| Плотность воды в поверхностных условиях, т/м$^3$ | 1.01 |

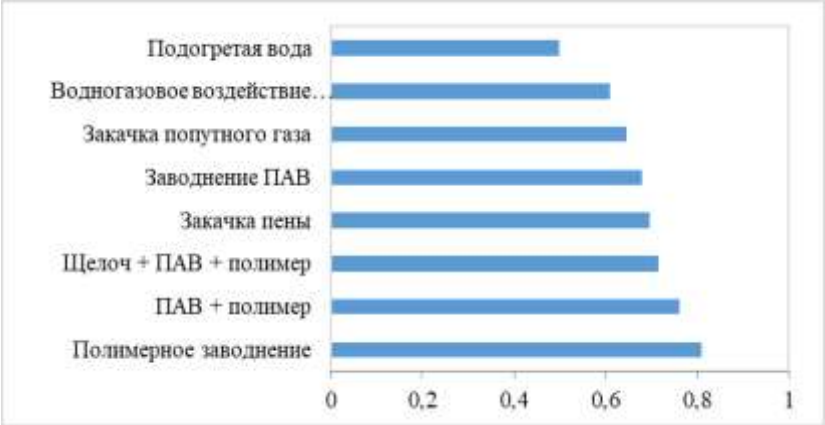



***Рис. 1. Скрининг МУН на месторождении***

Полимерное заводнение – третичный, физико-химический метод увеличения нефтеотдачи, который более 50-ти лет применяется в промышленных масштабах, и характеризуются низкой степенью риска, а также совместимостью с самыми разными пластовыми параметрами. Механизм действия заключается в закачке воды в пласт с добавлением порошка полиакриламида в целях увеличения коэффициента охвата пласта благодаря повышению вязкости, и уменьшению отношения подвижности нефти и воды, за счет чего происходит выравнивание фронта вытеснения и сокращение числа высокопроницаемых каналов [2].

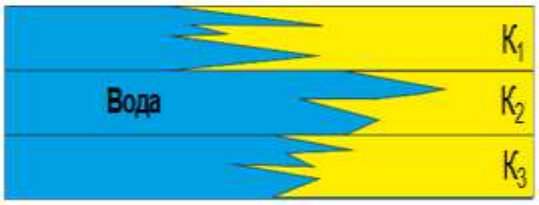



***Рис. 2. Соотношение подвижностей >1 (Вода)***

***Рис. 3. 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. Вязкость полимера является следствием связи между макромолекулами с определенным гидродинамическим объемом в растворителе. Разрыв молекул полимера в целях снижения частиц приведет к деструкции, что приведет к ухудшению эффективности заводнения.

Этапы и критерии проведения работ:

Первый этап - отбор месторождений кандидатов для ПЗ. Производится по оценке остаточных геологических запасов, температуре целевого пласта, минерализации пластовой воды, вязкости и по пластовому давлению.

Второй этап – осуществление экспериментальных лабораторных исследований для подбора полимера, включающих определение характеристик полимерного раствора по типовым схемам и их детальному исследованию. Выбор схемы исследования определяется типом полимера, задачами, диктуемыми анализом разработки месторождения. Проводится оценка дисперсности порошков полиакриламидов.

Третий этап – анализ разработки участка ОПИ. Определение базовых показателей и их прогноза на будущее.

Четвертый этап – первичное моделирование. Обоснование оценки эффективность полимерного заводнения.

Пятый этап – проведение ОПР. Для снятия неопределенностей и подтверждения эффективности полимерного заводнения, проводится опытно промышленная закачка в 2-4 скважины на одном участке. Для определения эффективности ОПР очень важно соблюдать «режим тишины» во время проведения ОПР.

После проведения ОПР проводится настройка ГДМ на полученные результаты, производится переоценка эффективности согласно полученных результатов по ОПР. Проводятся дополнительные лабораторные исследования.

Производится анализ ОПР, корректируются режимы и вязкость закачки, полимерное заводнение тиражируется на другие скважины месторождения.

***Рис. 4. Этапы внедрения полимерного заводнения***

Полимерное заводнение показало себя, как эффективный инструмент для вовлечения в разработку запасов нефти на месторождениях с различными фильтрационно-емкостными свойствами. Исходя из всего вышесказанного,

можно сделать вывод, что описанная технология полимерного заводнения представляет интерес для разработки нефтегазовых залежей в сложно построенных коллекторах.

В ходе реализации проектов наша компания ООО «Альтаир» сталкивались с некоторыми трудностями, поэтому для увеличения эффективности работ рекомендуем следующее:

1. При проведении лабораторных исследований следует выбирать наиболее экстремальные характеристики коллектора.
2. Один насос – одна скважина (или устройство понижения давления).
3. Качество воды первостепенно. При возможности провести исследования на совместимость.
4. Подготовить скважину к закачке (в т.ч. РИР).
5. Соблюдайте режим ТИШИНЫ – на время ОПР.
6. Проведение комплекса исследований (трассерные исследования, гидропрослушивание, ГДИС, ГИС) непосредственно перед ПЗ и далее 1 раз в год.
7. Контроль выхода полимера из скважин (мобильная лаборатория, методика).
8. Процесс подготовки полимерного раствора должен проходить под «азотной подушкой», особенно при большом содержании железа и кислорода.
9. Внедрение ПЗ на большей площади дает лучшие результаты, благодаря снижению фактора влияния соседних нагнетательных скважин и увеличения охвата.
10. Рассматривать реагирующие скважины за пределами ячейки заводнения.
11. При старте проекта применять поэтапное увеличение вязкости и приемистости с контролем «в ручном режиме».
12. Контроль эффективной вязкости в пласте с помощью графика Холла для исключения забивания пласта.

Литература

1. Распоряжение Правительства РФ от 28.08.2003 N 1234-р (ред. от 15.06.2009) <Об Энергетической стратегии России на период до 2020 года
2. Хагай Д.Э., Собослаи М.Г., Петров А.В., Чернова О.С. Полимерное заводнение как метод увеличения нефтеотдачи на сложных месторождениях // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 11. – С. 48–55.
3. Using Tracer Data to Determine Polymer Flooding Effects in a Heterogeneous Reservoir, 8 TH Reservoir, Matzen Field, Austria / SPE-174349-MS Ajana Laoroongroj, Markus Lüftenegger, Rainer Kadnar, Christoph Puls, Torsten Clemens Society of Petroleum Engineers in EUROPEC 2015

## АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ АССИМЕТРИЧНОЙ КОНСТРУКЦИИ КОНЦЕНТРИЧЕСКОЙ ЛИФТОВОЙ КОЛОННЫ НА ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ В ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЕ (НА ПРИМЕРЕ ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

**Чимитов С.Н.**

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

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

В настоящее время Сеноманская залежь Ямбургского месторождения находится на завершающей стадии разработки. На данной стадии, вследствии упруговодогазонапорного режима работы залежи, увеличивается обводненность газовой продукции, так как проницаемость разнится в больших диапазонах и возникают перетоки воды по высокопроницаемым участкам пласта. Из-за всего вышеперечисленного происходит интенсивный рост эксплуатационных скважин, уходящих в бездействующий фонд. Для решений данной проблемы используют технологию концентрических лифтовых колонн. Технология предусматривает отбор «призабойной» воды по центральной лифтовой колонны (ЦЛК), а отбор газовой продукции по межколонному пространству или основной лифтовой колонны (ОЛК). Возникает вопрос, как наилучшим образом поставить центральную лифтовую колонну, чтобы минимизировать потери давления по стволу скважины и увеличить сроки эксплуатации залежи?

Целью данной работы является анализ ассиметричной конструкции центральной лифтовой колонны на величину потери давления в случае двухфазного потока в стволе скважины.

Опираясь на цель, ставились следующие задачи:

- Произвести расчет потерь давления в случае потока «газ-вода» по методу Грэя [1], в программном обеспечении компании Schlumberger PIPESIM [2].
- Сравнить результаты, полученные при различных соотношениях диаметра труб.
- Рассчитать потери давления при наличии экцентриситета в концентрических лифтовых колоннах.
- Сделать выводы, основанные на проведенных расчетах.

По методу Грэя можно определить величину градиента давления для газовых скважин, имеющих вертикальную конструкцию, попутно добывающие вместе с газом воду либо углеводородный конденсат.

Величина градиента давления в случае потока, состоящего из двух или более фаз, может получена по известной корреляции Грэя с использованием следующего уравнения формула 1:

$$\frac{dP}{dZ} = \frac{f \cdot \rho_{см} \cdot v_{см}^2}{2d} + p_{см} \cdot g - \rho_{см}^2 \cdot v_{см}^2 \cdot \frac{d}{dZ}\left(\frac{1}{\rho_{см}}\right) \quad (1)$$

где: $f$ – коэффициент трения Фаннинга; $\rho_{см}$ – плотность смеси кг/м$^3$; $v_{см}$ – скорость смеси, м/с; $d$ – диаметр лифтовой колонны, м; $g$ – ускорение свободного падения (9,81 м/с$^2$), $\frac{dP}{dZ}$ – градиент давления по высоте, Па/м.

Именно эта формула используется в корреляции Грэя в ПО PIPESIM, заметим, что первое слагаемое правой части уравнения отвечает за потери давления при трении, второе слагаемое потери давлений с учетом гравитационных сил, а третье с учетом инерционных сил.

За конструкцию межколонного пространства отвечают два параметра: соотношение диаметра труб $K = {}^{d_t}/_{d_c}$ и эксцентриситет (e).

где: K – соотношение диаметров ОЛК и ЦЛК; $d_t$ – диаметр ЦЛК, м; $d_c$ – диаметр ОЛК, м.

В случае ламинарного потока и наличии экцентриситета, Шнайдер и Голдштейн разработали аналитический метод расчета. Позже Редбергер и Чарльз смогли усовершенствовать данный метод решения, упираясь на уравнение Фаннинга, они построили в биполярной системе координат зависимости геометрического параметра трения от экцентриситета и соотношения диаметров труб (рисунок 1), при условии одинакового числа Рейнольдса на участках скважины [3].

***Рис. Зависимость геометрического параметра трения кольцевого пространства от экцентриситета и соотношения диаметра труб***

В случае турбулентного потока, Каэтанно предложил использовать метод Дарлинга и Ганна для расчета коэффициента трения. На основе опытов, проводимых в затрубном пространстве, Каэтанно объединил методику Дарлинга и Ганна с формулой Никурадзе, в результате была получена формула 2:

$$\frac{1}{\left[f\cdot\left(\frac{F_p}{F_{EA}}\right)^{0,45\exp((-\mathrm{Re}-3000)/10^6)}\right]^{0,5}} = 4\lg\left\{\mathrm{Re}\cdot\left[f\cdot\left(\frac{F_p}{F_{EA}}\right)^{0,45\exp((-\mathrm{Re}-3000)/10^6)}\right]^{0,5}\right\} - 0,4 \quad (2)$$

где: $F_{EA}$ – геометрический параметр трения в случае ламинарного потока (в кольцевом пространстве); $F_P$ – геометрический параметр для труб круглого сечения, численное значение которого равно 16; $Re$ – число Рейнольдса.

В ПО PIPESIM нельзя рассчитать потери давления при наличии экцентриситета, так как в данном ПО, потери давления рассчитываются для только концентричного расположения, то есть $F_{EA} \rightarrow 24$.

Результаты моделирования потерь давления и распределения давления по стволу концентричного кольцевого пространства представлены в таблице 1.

***Таблица 1***

***Результаты расчетов распределения давления в стволе скважины и градиента потерь давления на трение по межколонному пространству скважин, оснащенных системой КЛК в ПО PIPESIM***

| Высота, м | Давление, атм | | *dP/dZ*, Па/м | |
|---|---|---|---|---|
| | МКП 168/60,3 | МКП 168/73 | МКП 168/60,3 | МКП 168/73 |
| -1126 | 15,0797 | 15,0796 | - | - |
| -1126 | 14,6225 | 14,6828 | 716,4111 | 874,6584 |
| -1077,5 | 14,2812 | 14,2656 | 709,7135 | 868,9054 |
| -914,4 | 13,1557 | 12,8808 | 689,0911 | 852,0833 |
| -609,6 | 11,1388 | 10,3601 | 652,0211 | 824,7698 |
| -304,8 | 9,2326 | 7,9115 | 615,6629 | 805,5371 |
| 0 | 7,4315 | 5,4910 | 582,9448 | 811,3694 |

Далее рассчитаем потери давления с учетом экцентриситета, взяв во внимание то, что инерционная составляющая имеет пренебрежимо малые значения и приняв средние значение потерь давления по стволу скважины, результаты представлены таблицей 2.

Применив анализ размерностей в формуле 2, можно выразить функциональную зависимость коэффициента трения Фаннинга для турбулентного потока в кольцевом пространстве формула 3[4]:

$$\frac{f_p}{f_{EA}} \approx \left(\frac{F_p}{F_{EA}}\right)^{0,45\exp\left[-(\mathrm{Re}-3000)/10^6\right]} \quad (3)$$

***Таблица 2***

***Полученные значения градиента давления от экцентриситета ЦЛК***

| | Эксцентриситет | 0 | 0,1 | 0,4 | 0,5 | 0,9 | 1 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *dP/dZ*, Па/м | МКП 168/60,3 | 667,936 | 655,327 | 609,227 | 583,007 | 485,104 | 462,909 |
| | МКП 168/73 | 843,742 | 833,162 | 769,595 | 736,481 | 605,264 | 577,377 |

По вышеприведённым расчетам можно сделать следующие выводы:

- градиент давления при концентричном расположении труб будет всегда выше, чем при эксцентричном положении и чем больше эксцентриситет, тем меньше потери давления.

- большей чувствительностью обладает КЛК с большим коэффициентом соотношения диаметров труб, так как при изменении экцентриситета идет изменение геометрического параметра трения в большей степени.

- если не учитывать эксцентриситет и соотношение диаметров труб, а учитывать только концепцию введения гидравлического диаметра, в большинстве случаев расчет потерь давления будет ошибочным.

По результатам, полученным в PIPESIM по корреляции Грэя, можно сказать, что при ЦЛК меньшего диаметра будут меньшие потери давления, поэтому стоит использовать меньший диаметр НКТ в технологии КЛК. При наличии экцентриситета, потери давления будут меньше, в случае абсолютной эксцентричности (таблица 2), для МКП 168/60,3 они будут меньше на 30,7 %, а для МКП 168/73, меньше на 31,6 %.

Литература

1. Брилл, Д.П. Многофазный поток в скважинах / Д.П. Брилл; Дж. П. Брилл, Х. Мукерджи; пер. с англ. Ю.В. Русских; под ред. М.Н. Кравченко. – Ижевск: Ин-т компьютерных исслед., 2006. – 384 с.
2. Schlumberger PIPESIM [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.slb.ru/sis/pipesim/ (дата обращения 16.03.22).
3. Kabir C.S. and Hasan, A.R.: Performance of a Two-Phase Gas/Liquid Model in Vertical Wells [Text] / J. Pet. Sci & Eng. (1990) 4, 273.
4. Gunn D.J., Darling C.W.W.: Fluid Flow and Energy Losses in Non-Circular Conduits [Text] / Trans., AlChE (1963) 41, 163.

## АНАЛИЗ РАБОТЫ ГЕНЕТИЧЕСКИХ АЛГОРИТМОВ ПРИ ПОСТРОЕНИИ АДАПТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**Шакиров Е.М.**

Научный руководитель доцент И.В. Матвеев

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

В данной статье рассматривается степень влияния дизъюнктивных дислокаций на геологическое строение палеозойских отложений в условиях Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Ключевые слова: адаптация, генетический алгоритм, гидродинамическое моделирование.

В настоящее время моделирование повсеместно распространено при изучении различных объектов и последующем прогнозировании их характеристик. Геологические и гидродинамические модели находят широкое применение в нефтегазовой отрасли при разработке месторождений углеводородов. Моделирование месторождения также включает процесс адаптации, заключающийся в итеративной автоподстройке параметров модели в соответствии с историческими данными. На данный момент проекта GDHM (hydrodynamic modeling with history matching) решает задачу реализации автоматизированной адаптации гидродинамических моделей, обеспечивающей контроль геологической обоснованности на всей площади рассматриваемого месторождения и позволяющей оценивать возможные риски.

Таким образом, целью данной работы является анализ работы генетического алгоритма, встроенного в программное обеспечение Petrel, для получения оптимизационных моделей месторождения.

Автоматизированная адаптация учитывает геологические параметры неопределенности, к которым относят структурные (количество, проводимость, расположение и направление распространения дизъюнктивных нарушений) и петрофизические (границы изменения зависимостей пористости, проницаемости, насыщенности, степеней Кори). Скорость адаптации зависит от количества переменных, присутствующих в различных неопределенностях, а также от необходимого уровня адаптации. Высокая скорость адаптации гидродинамической модели возможна при рассмотрении большого спектра определенных заранее зависимостей, обладающих существенным влиянием на динамику процессов, происходящих в пласте в процессе его разработки, а также набора геологических и петрофизических неопределенностей. Границы зависимостей определяются по входным данным, к которым обычно относят исторические значения каротажей скважин и керна в скважинах-аналогах.

При адаптации выполняется сравнение рассчитанных по модели значений эксплуатации скважин и соответствующих реальных данных. При этом сравнение характеризуется величиной целевой функции. В общем случае целевая функция является математическим выражением, определяющим качество некоего параметра объекта. При работе с петрофизическими значениями определяется разницей между расчетными и историческими данными, реализующейся по методу наименьших квадратов.

Построение детальных геологических и гидродинамических моделей производится в специализированном программном продукте, к которым относится Petrel компании Schlumberger. Программное обеспечение Petrel позволяет экстраполировать исторические данные по скважинам на площадь межскважинного пространства данного месторождения, тем самым создается геологически обоснованная модель с рассчитанными параметрами пласта и залежи.

Порядок выполнения определенных расчетов для построения геологической и гидродинамической модели определяется workflow, под которой понимается система графически отображающегося списка задач, поставленных перед программой и выполняющиеся в определенной последовательности. Для анализа работы генетического алгоритма была проанализирована работа генетического алгоритма на базе существующего workFlow проекта GDHM. В данной работе целевая функция складывалась из суммы данных по работе скважины, таких как: дебит нефти (OPR), дебит воды (WPR), скорость закачки воды (WIR) и забойное давление (BHP).

На рисунке 1 приведен график зависимости целевых функций данных забойного давления от дебита нефти. Фронт Парето отображает такое состояние системы, при котором достигнуто лучшие значения для каждого показателя. Таким образом, дальнейшее улучшение одного из показателя приведет к ухудшению другого. В данном случае, красная область линии Парето-фронта показывает наиболее эффективные данные.

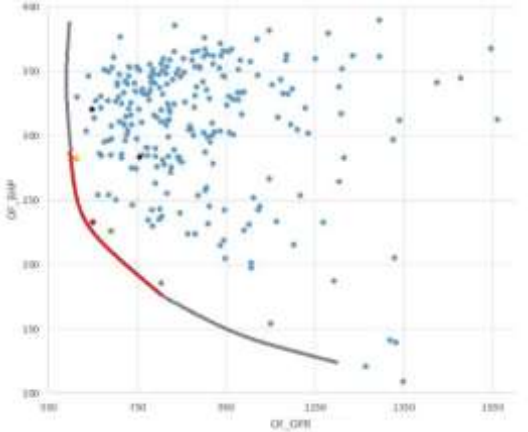


***Рис. 1. Отображение Парето-фронта***

Задачей оптимизационного алгоритма является минимизация целевой функции. На рисунке 2 в столбце «OF sum» приведены данные результаты расчетов целевой функции. Разумеется, можно предложить, что наилучшие результаты решения целевой функции всей системы будут соответствовать зоне красной линии из рисунка 1. По снижению значений целевой функции (рис. 2) можно судить о положительном отклике системы на заданный алгоритм.

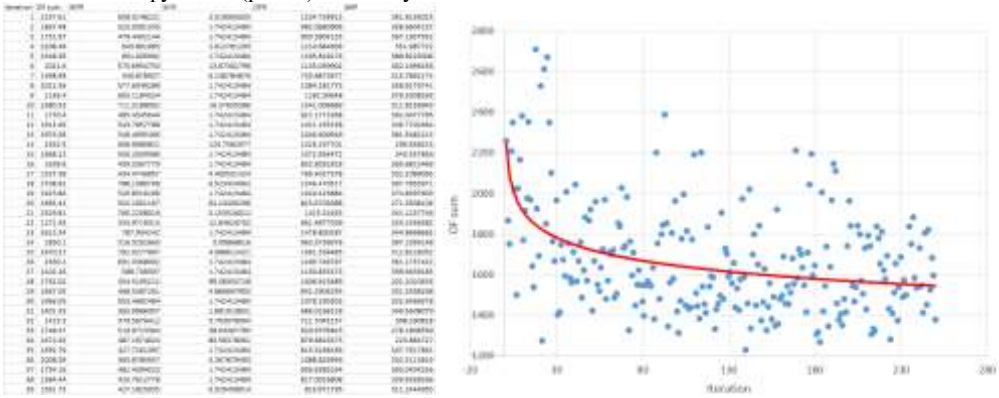


***Рис. 2. Полученные при автоматизированной адаптации данные Парето-фронта***

Более наглядно результат работы оптимизационного алгоритма можно отметить на графике 2(б), на котором отображен результат работы автоматизированной адаптации используемой секторной модели. В ходе адаптации всего было произведено 250 итераций. При увеличении количества итераций уменьшается величина целевой функции, что отражается в выпрямлении линии тренда. Таким образом можно сказать, что в последних расчетах было достигнуто минимальное значение целевой функции и, тем самым, адаптация модели произведена успешно.

В ходе данной работы были изучены основные принципы боты генетических алгоритмов и суть работы машинного обучения. Изучение программного продукта Petrel позволило оперативно взаимодействовать с данными по месторождениям и анализировать результаты работы генетических алгоритмов при решении задачи адаптации геологической модели.

На практике в настоящий момент геологическое моделирование широко распространено и используется как инструмент анализа и прогнозирования геологических характеристик пласта на этапе разработки нефтяных и газовых месторождений. Геолого-гидродинамические моделирование позволяют учесть большое количество факторов при фильтрации флюида из пласта, что позволяет принимать наиболее аргументированные решения.

Литература

1. Вороновский Г. К. Генетические алгоритмы, искусственные нейронные сети и проблемы виртуальной реальности. [Текст] / Г. К. Вороновский и др. // – 1997. – С. 1-36.

2. Докучаева А. Н. Сокращение трудоемкости статистического имитационного моделирования с применением расслоенной выборки и выборки по методу" Латинский гиперкуб" // Интеллектуальные системы, управление и мехатроника [Текст] / А.Н. Докучаева // – 2018. – С. 117-121.

## ВЛИЯНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ. БОРЬБА С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНИСТЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ

**Шилов А.А.**

Научный руководитель доцент М.С Турбаков

***Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия***

Развитие нефтегазовой промышленности в настоящий момент обуславливается системой проблем при разработке месторождений.

Получение и подготовка нефти осложняются в связи с наличием асфальтосмолопарафиновых отложений.

Месторождения, находящиеся в поздней стадии разработки, обуславливаются ухудшением их структуры, повышением доли трудно извлекаемых запасов флюидов, обводнением пластов и скважин.

Наличие асфальтосмолопарафиновых отложений является серьезной проблемой при добыче парафинистой нефти, так как происходит снижение производительности насосов и многого оборудования.

Формирование асфальтосмолопарафиновых отложений внутри труб и в проточной части оборудования является следствием снижения дебита и отбора нефти, уменьшения межремонтного периода работы скважины.

Проблема борьбы с наличием асфальтосмолопарафиновых отложений, несмотря на большое количество методов противодействия с ними, остается одной из наиболее важных в нефтедобывающей отрасли и еще далека от ее решения.

Асфальтосмолопарафиновые отложения - не представляют собой простую смесь асфальтенов, смол и парафинов, а являются сложной совокупностью с ядром из асфальтенов и сорбционно - сольватным слоем из нефтяных смол.

В состав асфальтосмолистых веществ входят такие вещества, как сера, кислород, азот и металлы (железо, магний, никель, кальций, молибден, медь, хром и др.). Асфальтосмолистые вещества представляют собой сложное гетероциклическое соединение. Нафтеновые и ароматические соединения составляют до 97 % асфальтосмолистых веществ.

В зависимости от происхождения нефти и содержания в ней твердых углеводородов, состав асфольтосмолоперафиновых отложений может включать:

- асфальтены: 0,6. . . 75 %;
- серу: до 3 %;
- механические примеси: 0,8. . . 11 %;
- смолы: 4. . . 25 %;
- связанную нефть: до 55 %;
- воду: 0,5 – 5 %;
- парафины: 1. . . 75 %;

Процесс борьбы с асфальтосмолопарафинистыми отложениям подразумевает проведение работ по двум этапам.

Первый этап – замедление образования асфальтосмолопарафиновых отложений. Сюда входят следующие методы: химические (гидрофилизирующие агенты, депрессаторы), физические (действие электромагнитных полей), применение защитных покрытий.

Второй этап – удаление асфальтосмолопарафиновых отложений. Сюда входят механические методы (скребки), химические методы (растворители и так далее), тепловые методы (пропуск горячей жидкости или пара с возникновением экзотермических реакций).

Наиболее продуктивным, как показывает опыт, является первый этап – замедление образования отложений, так как при нем понижаются затраты на добычу и транспорт нефти, а также обеспечивается стабильная работа оборудования.

Химический метод является одним из наиболее рентабельных и выгодных способов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями. Этот метод имеет высокую эффективность, незамысловатую методику проведения работ, а также высокую продолжительность действия химических реагентов. В основе этого метода лежит принцип добавки химических веществ, понижающих, а иногда полностью предотвращающих образование отложений. В основе действия ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела фаз.

Следующий - физический метод - основывается на применении ультразвуковых и электромагнитных колебаний и радиочастотного резонансного возбуждения на необходимый слой, содержащий асфальтосмолопарафиновые отложения, а также может включать в себя обработку твердых плоскостей различными материалами (стекло, эмаль и так далее).

Третий - механический метод борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями – основан на попеременном удалении (очищении) с поверхности насосно-компрессорных труб отложений парафина. Для осуществления этого способа был создан определенный набор скребков различной формы и структуры, которые опускаются в трубы с помощью проволоки. Существуют скребки, которые крепятся на штанги, например, скребки - центраторы, жестко закрепляющиеся к телу штанги, между которыми располагаются подвижные скребки. Последние

удаляют асфальтосмолопарафиновые отложения с тела штанги, а неподвижные очищают насосно-компрессорные трубы изнутри.

Последний метод борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями – тепловой – заключается в возможности парафина плавиться при высоких температурах и удаляться с помощью напора жидкости. Можно выделить два основных тепловых метода:

- Впуск в скважину носителей тепла (жидкости и пара);
- Помещение источников тепла на забой или ствол скважины (электрический нагреватель, термогенератор).

Борьба с асфальтосмолопарафинистыми отложениями учитывает процесс проведения работ по замедлению выпадения и удалению уже накопившихся отложений.

Все перечисленные методы имеют свои плюсы и минусы. Использование конкретного метода борьбы с парафином необходимо применять для каждой скважины отдельно, учитывая данные о ее эксплуатации и затратах на выполнение профилактических работ. Приоритетным представляется такой метод, который требует наименьших затрат (экономически эффективный) и является самым перспективным по отношению к предотвращению образования отложений.

Литература


1. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1970. – 192 с.
2. Каюмов М.Ш., Тронов В.П., Гуськов И.А., Липаев А.А. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложний на поздней стадии разработки нефтяных месторождений //Нефтяное хозяйство. 2006. – №3. – С. 48–49.
3. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 653 с.
4. Сорокин С.А., Хавкин С.А. Особенности физико-химического механизма образования АСПО в скважинах // Бурение и нефть. 2007. – №10. – С. 30 – 31.
5. Минеев Б.П., Болигатова О.В. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти // Нефтепромысловое дело. 2004.– №12. – С. 41–43.
6. Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Хамидуллин Р.Ф. Состав и структура асфальтено-смоло-парафиновых отложений Татарстана // Технологии нефти и газа. 2006.– №4. – С. 34-41
7. Шарифуллин А.В., Байбекова Л. Р., Сулейманов А. Т. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Технологии нефти и газа. 2006.– №6. – С. 19
8. Хохлов Н.Г., Вагапов Р.Р., Шагитов З.М., Мустафин А.С. Удаление асфальто-смолистых веществ и парафина из нефтепроводов НГДУ «Южарланнефть» // Нефтяное хозяйство. 2006. – №1. – С. 110–111
9. Хайрулина Э.Р. Опыт и перспективы ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования // Нефтепромысловое дело.2004. – № 5. – С. 23–26.
10. Петрова Л.М., Форс Т.Р., Юсупова Т.Н., Мухаметшин Р.З., Романов Г.В. Влияние отложения в пласте твердых парафинов на фазовое состояние нефтей в процессе разработки месторождений // Нефтехимия. 2005. – Т.45 – №3 – С. 189–195
11. Минеев Б.П., Болигатова О.В. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти // Нефтепромысловое дело. 2004. – №12 – С. 41-43.


## ИЗУЧЕНИЕ ВОПРОСА ПРИМЕНЕНИЯ ЯДЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ


**Ширманова Ю.М.**

Научный руководитель доцент М.С. Турбаков

***Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия***


Ядерные технологий для разработки нефтяных месторождений широко применялись в Пермском крае в 60-70 годах прошлого века (Операция «Грифон») во времена исследований способов применения мирного атома на благо жизни и промышленности советского союза. Помимо атомных электростанций и подводных лодок ядерные технологии решили применить для увеличения дебита на перспективных месторождениях. Несмотря на оптимистичные прогнозы геологов, операцию, несмотря на первичный успех, пришлось свернуть и разбираться с негативными последствиями.

$$r_m = 3250\sqrt{\frac{\Delta \times e}{[\sigma_p]} \times \frac{\mu}{1-\mu}} \times d$$

**[σ_p ]**-напряжение сжатия, растяжения, сдвига и их предельные (критические) значения соответственно
**Δ** - плотность заряжания (кг/м)
**e** - относительная мощность ВВ (взрывчатых веществ)
**μ** - коэффициент Пуассона горной породы
**d** – диапазон измерения

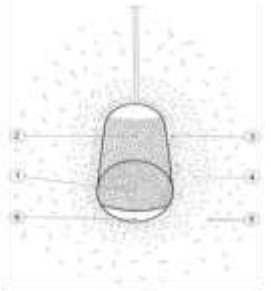


Схема подземного ядерного взрыва (упрощённая)

***Рис. 1. Формула радиуса зоны трещинообразования (3-5 зоны на графике), а также упрощенная схема подземного ядерного взрыва***

Операция Грифон заключалось в проведении ряда ядерных взрывов на Осинском месторождении, предполагалось, что полученная от взрыва трещиноватость увеличит приток флюида к основным скважинам. При взрывах на больших глубинах (>1 км) зона радиальных трещин может отсутствовать, если не выполняется условие, показанное на рисунке 2.

$$P_н < \frac{\delta_s - 2\delta_o}{3}$$

***Рис. 2. Условие наличия зоны радиальных трещин после взрыва.***
***$P_н$ – горное давление на уровне глубины взрыва***
***$\delta_s$ – величина начальной прочности породы***
***$\delta_o$ – прочность породы на отрыв***

Сразу после проведения взрывов отмечался резкий скачок отдачи пласта в 3–4 раза, по сравнению с теми скважинами, которые располагались вдали от зоны трещиноватости. Но нефть из скважин вблизи эпицентра ядерного взрыва оказалась радиоактивной, чего не наблюдалось на других месторождения, на которых была также испытана данная технология. Это было связано с ошибкой пермских нефтяников, которые решили закачать воду вблизи эпицентра взрыва. Вода, закачиваемая в пласт, способствовала перемещению радиоактивных изотопов в пласте и в подземных водах.

Имея по итогу такие неутешительные результаты, пермским нефтяникам пришлось в срочном порядке остановить проект и законсервировать скважины, на которых наблюдался высокий радиоактивный фон.

В итоге, можно понять, что при правильном применении ядерной технологии разработки можно добиться увеличения нефтеотдачи пласта в несколько раз. Главное учитывать ошибки прошлых поколений, досконально изучить сопутствующие темы и не закрывать глаза на незначительные неточности, ведь они могут сыграть решающую роль в успешности проведения операции.

Литература

1. Подземные ядерные взрывы и добыча нефти Автор статьи: В.И. Жучихин [Периодическое издание, журнал] Журнал АТОМ №49 2010 – (дата обращения: 10.04.2021)
2. Способ камуфлетных ядерных взрывов для интенсификации добычи нефти и газа на углеводородном месторождении [Патент] Авторы патента: Кочетков О.С., Алисиевич Л.Н. – (дата обращения: 11.04.2021)
3. Обоснование технологии буровзрывных работ в карьерах и открытых горно-строительных выработках на основе деформационного зонирования взрываемых уступов [реферат Кузнецова В.А.]. (Дата обращения: 11.04.2021)
4. Ядерные испытания Автор книг: Зеленцов С.А. [Книга] – (дата обращения: 10.04.2021)
5. «Грифон», «Тайга» и «Гелий» [Электронная газета] «Новая газета» - (дата обращения: 11.04.2021)

## АЛГОРИТМЫ КЛАСТЕРИЗАЦИИ И ВОЗМОЖНОСТЬ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ К АНАЛИЗУ ДАННЫХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Эккерт А.Ю.**
Научные руководители: доцент И.В. Матвеев, инженер-исследователь М.О. Мельников
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

В настоящее время значительно возрастает потребность в вовлечении в разработку новых углеводородных ресурсов, а также в реорганизации подхода к добыче сырья на ранее открытых и продолжительное время разрабатываемых месторождениях нефти и газа. Это приводит к постоянному увеличению объема данных о добыче, мероприятиях на скважинах и требует принципиально нового подхода к операциям с информационными потоками для реализации большего количества задач в сопоставимые с реальными сроками. Особое внимание при решении данного рода задач уделяется науке о данных (Data Science) и машинному обучению (Machine Learning – ML), в концепции которого заложен поиск статистических и алгебраических закономерностей по обучающей выборке. Глобально, методы ML классифицируются на задачи обучения с учителем (поиск зависимостей в обучающей выборке, состоящей из пар «объект – ответ к задаче»), а также на задачи обучения без учителя (поиск закономерностей внутри выборки объектов и разделение их на группы). К задачам ML без учителя относятся, помимо прочих, методы кластерного анализа (кластеризации).

Кластеризация, как один из методов машинного обучения без учителя, подразумевает сбор необходимых данных с последующим разделением их на группы (кластеры) по степени однородности в соответствии с заранее выбранным, обоснованным и заданным алгоритмом. [3] Известен широкий спектр областей применения кластерного анализа: социология, биология, медицина, археология и многое другое. Что касается нефтегазового дела, то известны случаи, где кластеризация применялась для выделения продуктивных интервалов по ГИС, минуя процесс интерпретации [2], определение их ФЕС и проводимости с привязкой полученных кластеров к керну [5] и многое другое. В данной статье предлагается провести краткий обзор имеющихся алгоритмов кластеризации и предположить возможность их использования при проектировании, планировании разработки и анализе уже существующих ее систем, на основе получаемых по результатам адаптации гидродинамических моделей.

Кластеризация данных, как правило, проводится с использованием инструментов математического программирования с использованием таких многофункциональных языков, как Python и C#, с применением специализированных библиотек (для языка программирования Python это библиотеки SciPy (инженерные расчеты) и

scikit-learn (применяется для алгоритмов машинного обучения)). Существует большое разнообразие алгоритмов кластеризации. Выбор алгоритма зависит от характера решаемой задачи и подлежит детальному обоснованию. В данной статье рассмотрены алгоритмы, реализованные в библиотеке scikit-learn [7].

Существует классификация алгоритмов кластеризации данных по принципу деления данных:

Иерархические (Hierarchical Clustering). В основе данного рода алгоритмов лежит построение новых кластеров из найденных ранее. В результате получается иерархия кластеров (рис. 1), из которой необходимо выбрать необходимый уровень, достаточный для удовлетворительного решения конкретной задачи. К иерархическим алгоритмам кластеризации относятся:

-Агломеративная кластеризация (Agglomerative Clustering) – алгоритм, в основе которого лежит объединение в группы элементов, которые изначально являются самостоятельными кластерами, но более низкого порядка. В данном алгоритме происходит инициализация множеств: $C = X\{x_1, x_2, \dots x_n\}$ и ; $G = X\{x_1, x_2, \dots x_n\}$. Далее в множестве $C$ выбирается два элемента $c_1$ и $c_2$, расстояние между которыми минимально. Во множество $G$ добавляется вершина $c_{12}$, соединяющая элементы $c_1$ и $c_2$. Данный процесс происходит до тех пор, пока не получится дерево кластеров, на котором необходимо выбрать порядок кластеризации [1].

- Разделительная кластеризация – происходит обратный агломерации процесс разделения кластера, куда входят все элементы множества на отдельные части.

Неиерархические. Данные алгоритмы не выдают дерево иерархии кластеров, а направлены на оптимизацию некоей целевой функции, лежащей в основе алгоритма. Существует множество неиерархических алгоритмов, некоторые из которых [1]:

- Алгоритм k-средних (k-means) состоит в минимизации суммарного квадратичного отклонения точек кластеров от центров этих кластеров [3]. До начала действия алгоритма выбирается центр кластеризации (рис. 2, а), который объявляется первым центром масс. На каждой итерации разбиения вычисляется расстояние от каждого центра кластеризации до каждого некластеризованного объекта. Объекты, оказывающиеся ближе к одному центру, чем к другим, объединяются с ним в один кластер (рис. 2, б), для которого вычисляется новый центр масс (рис. 2, в). Итерации повторяются до тех пор, пока алгоритм не сойдется (рис. 2, г) [4].

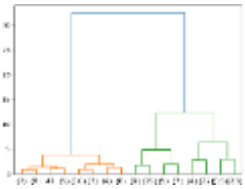


***Рис. 1. Дерево иерархии кластеров***

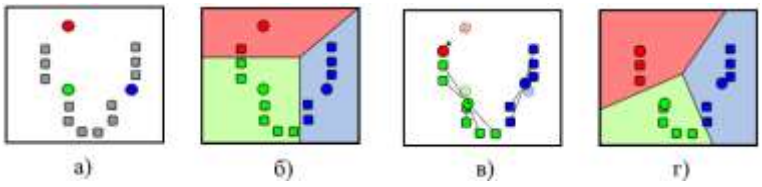



***Рис. 2. Иллюстрация итерации алгоритма k-means***

- Спектральная кластеризация (Spectral Clustering) – является модифицированной версией алгоритма k-means и заключается в расчете матрицы похожести между двумя наблюдениями $A_{ij} = -\left|\left|x_i - x_j\right|\right|^2$. После этого происходит пересчет матрицы в вектора матрицы похожести, которые далее используются в соответствии с алгоритмом k-means [2].

- Метод распространения близости (Affinity Propagation) – алгоритм кластеризации, в котором, в отличие от k-means не требуется задание центра кластеризации. Его суть состоит в «передаче сообщений» между объектами и определении значений $r(i,j)$, входящих в матрицу R (responsibility), и $a(i,j)$, из матрицы A (availability) при заданной матрице S (similarity), содержащей значения $s(i,j)$. Операции над данными матрицами направлены на то, чтобы отыскать баланс в значениях матриц, при котором границы кластеров не будут изменяться. Графически это иллюстрируется, как показано на рис. 3 [7].

- Самоорганизующиеся карты Кохонена (Self-organization maps SOM) – один из видов алгоритмов, основанный на принципах нейронных сетей и заключающийся в разбиении $n$-мерного пространства точек на многогранники Вороного-Дирихле (рис. 4), где каждой точке соответствует свой многогранник, вычислении евклидового расстояния и объединении многогранника точки (нейрона) с многогранником нейрона, имеющего наименьшее расстояние до исходного [6].

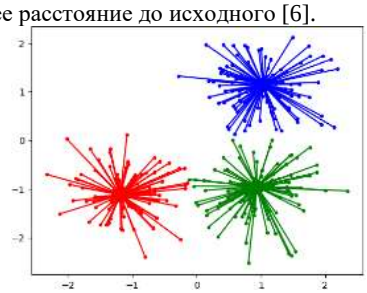


***Рис. 3. Графическое изображение процесса кластеризации методом распространения близости***

***Рис. 4. Многогранники Вороного-Дирихле при исходном разбиении пространства***

Для каждого из перечисленных и многих других алгоритмов кластеризации требуется выполнение следующих операций: определение, обоснование и выбор алгоритма кластеризации, подготовка исходных данных

(проверка их на репрезентативность и отсутствие искажений) и создание метрики оценки качества кластеризации, заключающееся в сравнении результатов с реальными данными и выборе оптимального числа кластеров.

Отдельным видом кластеризации является анализ временных рядов, то есть зависимостей одного или нескольких параметров от времени. Применительно к нефтегазовой отрасли, к временным рядам можно отнести данные по добыче: дебиты скважин, накопленные показатели, обводненность и т.д. Данный вид, в отличие от кластеризации дискретных значений, осложняется тем, что нельзя для упрощения задач маркировать данные для упрощения решения, а также влиянием выбросов выборки.

Временные ряды, с точки зрения семантики можно соотнести по времени, форме кривых и структуре, но этого оказывается недостаточно и требуется введение специальных метрик, некоторые из которых [4]:

– Евклидово расстояние – применимо для поиска рядов, похожих во времени;

– Минимальная прыжковая стоимость (Minimum Jump Cost, MJC) – состоит в попарном сопоставлении графиков временных рядов и движении между линиями графиков слева направо, суммируя отклонение. Низкие значения итоговой суммы говорят о похожести рядов;

– Кросс-корреляция – применяется в присутствии фиксированного сдвига участков временных рядов друг относительно друга;

– Динамическая трансформация временной шкалы (Dynamic Time Warping, DTW) – строит матрицу возможных отображений одного ряда на другой, с учётом того, что отсчёты рядов могут как сдвигаться, так и изменять уровень;

– Расстояние с поправкой на сложность (Complexity Invariant Distance, CID) – предполагается введение поправки, когда ряды в целом похожи на всем интервале, за исключением непродолжительных коротких участков.

Применение кластеризации как дискретных значений, так и временных рядов в анализе разработки нефтяных и газовых месторождений поможет объединять скважины в кластеры для исключения индивидуального подхода при принятии решений, таких как проведение ГТМ, реорганизация систем разработки, проверка и корректировка ПДГТМ, выбор целевой функции для автоматизированной и упрощение ручной адаптации моделей. Данный подход требует проведение серии экспериментов с реальными моделями и данными для проверки его пригодности, что открывает пути для дальнейших исследований.

Литература

1. Алгоритмы кластеризации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://logic.pdmi.ras.ru/~sergey/teach-ing/ml/11-cluster.pdf
2. Балашов Д. А. Выделение продуктивных интервалов и прогноз промышленных характеристик в скважинах с применением алгоритмов машинного обучения на примере Шингинского нефтяного месторождения [Текст]: магистерская диссертация / Д. А. Балашов – Томск, 2018. – 92 с
3. Кластерный анализ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Кластерный_анализ
4. Нестандартная кластеризация, часть 3: приёмы и метрики для кластеризации временных рядов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://habr.com/ru/post/334220/
5. Применение кластеризации для петрофациального анализа на примере месторождения провинции Загрос [Текст] / В.В. Морозов, Н.А. Парфенов, О.А. Мельникова // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018 – № 2(8). – С. 42-46.
6. Самоорганизующаяся карта Кохонена [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Самоорганизующаяся_карта_Кохонена
7. Clustering – scikit-learn 1.0.2 documentation [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://scikit-learn.org/stable/modules/clustering.html#

## РАЗРАБОТКА ГАЗОНЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ С ПОДСТИЛАЮЩЕЙ ВОДОЙ СИСТЕМОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРОРЫВА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

**Ющенко С.С., Смирнов В.А.**

Научный руководитель доцент А.М. Шагиахметов

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

Все больше и больше запасов нефти на сегодняшний день относится к трудноизвлекаемым запасам. Пласты с низкой проницаемостью, небольшой толщиной, трещиновато-пористые пласты с развитой вертикальной трещиноватостью целесообразно разрабатывать горизонтальными скважинами (ГС) ввиду высокой технико-экономической эффективности их применения.

Проблема притока жидкости и газа к ГС является более сложной в сравнении с вертикальными скважинами вследствие неоднородности характера линий тока в области дренирования. При этом одной из основных задач является обоснование рациональной геометрии области дренирования, т.е. оптимизация сетки размещения ГС [1], а также нахождение оптимальной длины горизонтального участка ствола.

Для газонефтяной залежи важное влияние оказывает оптимальное местоположение горизонтального участка в пласте с точки зрения наибольшей безводной и безгазовой добычи нефти.

В данной работе выполнен анализ одного из объектов нефтегазоконденсатного месторождения Западной Сибири.

Согласно методике, описанной ранее в работе [3], определены основные оптимальные параметры сетки горизонтальных скважин для газонефтяной залежи с низкой проницаемостью и небольшим коэффициентом

анизотропии. Длина элемента разработки составила 1800 м, ширина элемента разработки 450 м, Длина горизонтального участка 1500м.

В работе [1] предложена методика определения оптимального положения точки начала горизонтального ствола для предотвращения конусообразования газа и воды с использованием графического метода, которая основана на точном аналитическом решении для потенциала точечного стока.

Положение ствола ГС в разрезе залежи определяется параметром размещения $\rho^*$ и отношением разности плотностей вытесняемого и вытесняющих флюидов ${\Delta\gamma_1}/{\Delta\gamma_2}$:

$$\rho^* = \frac{L_y}{\pi \cdot {k_h}/{k_v} \cdot h_0}, \quad (1)$$

где $L_y$ – расстояние между рядами скважин, м; ${k_h}/{k_v}$ – коэффициент отношения горизонтальной проницаемости к вертикальной, д.ед.; $h_0$ – средняя мощность пласта от ГНК до ВНК, м.

$${\Delta\gamma_1}/{\Delta\gamma_2} = \frac{\rho_в - \rho_н}{\rho_н - \rho_г}, \quad (2)$$

где $\rho_в$, $\rho_н, \rho_г$ – плотности воды, нефти и газа в пластовых условиях соответственно, кг/м³.

Для условий пласта плотности воды, нефти и газа составляют 1001, 720 и 160 кг/м³ соответственно. Тогда по формуле (2):

$${\Delta\gamma_1}/{\Delta\gamma_2} = \frac{1001 - 720}{720 - 160} = 0{,}502.$$

Параметр размещения по формуле (1):

$$\rho^* = \frac{450}{\pi \cdot 2 \cdot 27} = 2{,}654.$$

По палеткам Брехунова ${\Delta\gamma_1}/{\Delta\gamma_2} = f(\eta, \rho^*)$, представленным в работе [1], получаем значение оптимальной ординаты положения горизонтальной скважины $\eta = 0{,}43$.

Ствол горизонтальной скважины будет находиться на расстоянии от ВНК:

$$h_{ГС} = h \cdot \eta = 27 \cdot 0{,}43 = 11{,}6 \text{ м}$$

Благодаря использованию данной методики можно определить оптимальное расположение ГС, что ограничит преждевременный прорыв воды и газа к скважине и повысит эффективность разработки объекта.

Однако следует отметить, что данный вариант имеет недостаток – относительно низкий безгазовый дебит, по результатам расчетов составляющий 141 м³/сут. Данное значение не отвечает условию рентабельной разработки объекта. В связи с чем в работе рассматривается второй вариант – применение барьерного заводнения с закачкой воды на газонефтяном контакте для создания барьера между нефтяной оторочкой и газовой шапкой с целью предотвращения прорыва газа в нефтяные скважины.

Для предотвращения подтягивания конуса газа в нефтяную часть залежи необходимо снизить ОФП газа на газонефтяном контакте (ГНК) увеличением водонасыщенности в зоне разделения залежи на нефтяную и газовую части. При увеличении водонасыщенности в зоне ГНК с 0,4 до 0,56 фазовая проницаемость по газу будет уменьшаться с 0,63 до 0,22, при этом фазовая проницаемость по воде по-прежнему будет оставаться равной нулю. Значит, для создания водного барьера на границе ГНК требуется закачать объем воды, который увеличит содержание воды в этой части пласта на 16 % от объема свободных пор.

Запасы газа в газовой шапке в пластовых условиях определяются с помощью объемного метода. Для перевода запасов газа из пластовых условий в поверхностные (стандартные) условия воспользуемся объемным коэффициентом. При этом для рассматриваемой залежи объемный коэффициент найден с помощью графиков Брауна-Катца для данного компонентного состава газа, величина составила 220,16.

Коэффициент извлечения газа (КИГ) при вытеснении водой составляет порядка 85 %, тогда начальные балансовые запасы составят 0,85 от запасов газа в стандартных условиях.

Темп отбора газа из газовой шапки принимается равным 15 % в год. Компенсация отбора закачкой воды должна составлять 105–110 % ввиду возможных потерь.

Расчетные параметры приведены в таблице 1.

***Таблица***

***Расчетные параметры барьерного заводнения***

| Параметр | Ед. измерения | Значение |
|---|---|---|
| Запасы газа в газовой шапке в пластовых условиях | млрд м$^3$ | 0,0547 |
| Запасы газа в газовой шапке в стандартных условиях | млрд м$^3$ | 12,0368 |
| Объемный коэффициент | д.ед. | 220,16 |
| КИГ | % | 85 |
| Начальные балансовые запасы | млрд м$^3$ | 10,2313 |
| Темп отбора газа | % в год | 15 |
| Готовой отбор газа в стандартных условиях | млрд м$^3$/год | 1,5347 |
| Годовой темп нагнетания воды в зону ГНК | млн м$^3$/год | 7,3192 |

Число нагнетательных скважин в барьерном ряду определяем исходя из отношения объемов годовой закачки воды и произведению приемистости нагнетательных скважин (1720 м$^3$/сут) на количество дней в году и составит 12 ед.

Таким образом, для рассмотрения взяты два варианта разработки выбранного объекта. Первый вариант заключается в обеспечении безгазового дебита посредством расположения скважины на оптимальном расстоянии 11,6 м от ВНК и ограничения дебита скважины 141 м$^3$/сут. Второй вариант подразумевает использование барьерного заводнения в зоне ГНК с применением 12 нагнетательных ГС в течение ≈1,5 года. В то же время для сокращения проектного срока разработки залежи одновременно с проведением барьерного заводнения предлагается начало эксплуатации первой очереди добывающих ГС, расположенных за пределами ГНК. Производительность ГС в данном варианте была рассчитана по формуле Бердина [2] и равна 580 м$^3$/сут.

Для сравнения двух методов разработки применим способ, описанный в работе [3]. Он заключается в применении методики Баклея-Лаверетта с учетом оценки времени безводной добычи по конусу подтягиваемой воды к ГС, так как при оценке без данной модификации не учитывается увеличение контакта скважины с пластом и снижается время безводной добычи.

Для первого варианта разработки расположение ГС в разрезе пласта ближе к ВНК уменьшает объем подтягивающегося языка воды, его высота будет составлять $h_{\text{гс}}$ и объем языка воды составит 390 тыс. м$^3$. Во втором случае скважина будет расположена в середине нефтенасыщенного интервала и объем языка воды составит 455 тыс. м$^3$. Тогда безводное время добычи для первого и второго вариантов будут равны соответственно ≈15,3 и ≈4,3 года. Расчет производился до критической обводненности 99 %. По итогам расчета КИН для первого варианта по объекту составил 21,4, время разработки 93 года, по второму варианту 24,8 %, время разработки 31 год.

По итогам расчетов можно сказать, что с точки зрения нефтеизвлечения второй вариант является более привлекательным. Также время разработки меньше в 3 раза по сравнению с вариантом оптимального расположения ГС из-за отсутствия ограничения по дебиту.

Для более полной оценки технико-экономической эффективности была рассчитана дисконтированная накопленная добыча нефти со ставкой дисконтирования в 15 %. В первом варианте дисконтированная добыча составила 13,2 млн т нефти, во втором 29,48 млн т нефти. Исходя из данной оценки можно сделать предположение о более эффективном применении барьерного заводнения. Однако однозначные выводы требуют более детальной проработки ввиду того, что, несмотря на идентичность сетки расположения скважин, в варианте с барьерным заводнением будут дополнительные капитальные затраты на обустройство месторождения из-за более высокой полки добычи по нефти и жидкости, а также из-за бурения дополнительных 12 ГС для создания водяного барьера.

Литература

1. Брехунов А.М. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин / А.М. Брехунов, А.П. Телков, В.К. Федорцов // Тюмень: ОАО «СибНАЦ». – 2004. – 290 с.
2. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.:000 «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
3. Хасанов М.М. Обоснование систем разработки и их технологических параметров в условиях выработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатного месторождения / М.М. Хасанов, А.М. Шагиахметов, Д.Е. Осадчий, В.А. Смирнов // Нефтяное хозяйство. – №12. – 2021. – С. 39-43

# С Е К Ц И Я 10

# ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

## ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОГО И НАДЕЖНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

**Стрижак П.А.**

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

В работе секции приняли участие студенты и молодые ученые Томского политехнического университета, Пермского национального исследовательского политехнического университета, ОАО "Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа".

На секции рассматривались и обсуждались доклады с разнообразной тематикой: анализ режимов работы и оборудования действующих электростанций и подстанций, автоматическое регулирование и управление современных электроэнергетических систем с использованием энергоустановок на возобновляемых источниках энергии; вероятностные характеристики электроэнергетических систем; применение современных программных комплексов для регулирования режима ЭЭС; автоматизация обслуживания технических объектов.

Традиционно рассматривались общие закономерности физико-химических процессов, моделирование технологических процессов переработки нефтяного газа.

Отмечены дипломами доклады, в рамках которых были представлены результаты разработок в области возобновляемых источников энергии (рис. 1) газотурбинных электростанций (рис. 2.).

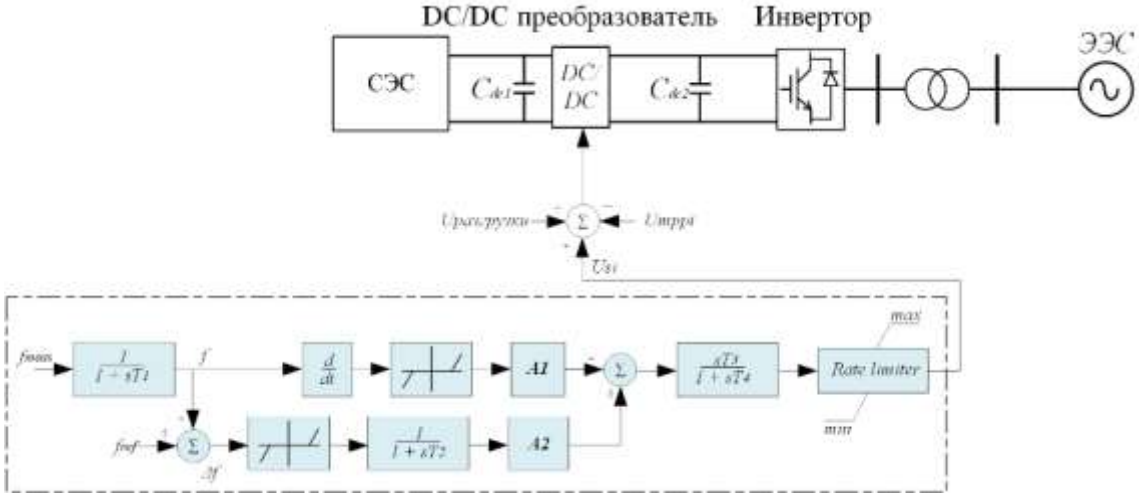



***Рис. 1. Структурная схема солнечной электростанции с модернизированной САУ, в состав которой входит возможность использования режима «недогрузки» СЭС, а также блок двухканальной синтетической инерции.***

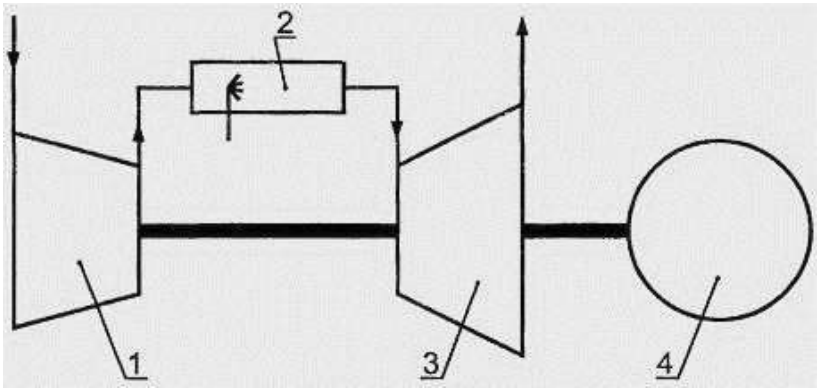



***Рис. 2. Схематичное изображение ГТЭС: 1 - компрессор, 2 - камера сгорания, 3 - рабочее колесо турбины, 4 - электрический генератор***

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

Методы гибридного моделирования, методы численного интегрирования, метаэвристические методы оптимизации, широко использовались исследовательские методы; методы эмпирического исследования (наблюдение, сравнение, измерение, эксперимент), методы теоретического исследования (абстрагирование, анализ и синтез, и др.).

Методы высокоскоростной видеорегистрации быстропротекающих процессов с применением программно-аппаратных комплексов для автоматического анализа размеров, скоростей, траекторий движения мелкодисперсных объектов.

Методы бесконтактной трассерной визуализации PIV, StereoPIV, IPI, SP для установления характеристик фазовых превращений при нагреве жидкостей и оттока газообразных продуктов испарения. Данные методы основаны на применении импульсных лазеров, кросскорреляционных камер, специализированного программного обеспечения и другого вспомогательного оборудования. Суть методов заключается в непрерывном контроле поля скорости жидкости и газа по скоростям перемещения трассирующих частиц.

## К ВОПРОСУ НАСТРОЙКИ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ РАЗЛИЧНОГО УРОВНЯ В СОВРЕМЕННЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

**Аскаров А.Б.[1,2], Литвинов С.А.[2], Воронин С.В.[2]**

Научный руководитель доцент Андреев М.В.

***[1]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

***[2]Ямбургское районное энергетическое управление ООО «Газпром добыча Ямбург», г. Новый Уренгой, Россия***

Современные направления развития электроэнергетической отрасли подразумевают широкомасштабное внедрение новых низкоуглеродных или безуглеродных объектов генерации, основанных, в частности, на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ); применение гибридных систем электроснабжения на переменном и постоянном токе; установку в электрических сетях управляемых устройств компенсации, реализованных с применением силовой полупроводниковой техники и др. [2] Общим свойством для обозначенных новых устройств и систем является использование в их составе силовых преобразователей (СП) электрической энергии (инверторов и выпрямителей), обладающих совершенно иными свойствами и принципом функционирования в сравнении с традиционным оборудованием (например, синхронными генераторами). Наличие СП позволяет осуществить развязку, например, объекта генерации и основной электрической сети. Подобные изменения в структуре и, как следствие, свойствах современных электроэнергетических систем (ЭЭС) сильно сказываются на характере протекания процессов в них, а также на динамике функционирования различного оборудования [5].

При этом, учитывая единство процесса производства, трансформации, передачи, распределения и потребления электрической энергии, происходящие изменения затрагивают в общем случае всю ЭЭС. В результате возникает актуальная задача, связанная с настройкой систем автоматического регулирования (САР) и управления (САУ) оборудования в современных ЭЭС, которая является наиболее адекватной реальным условиям функционирования, а также обеспечивает устойчивое и надежное функционирование ЭЭС в целом. Настройка должна выполняться для систем различного уровня: агрегатного, станционного и системного (например, автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов, систем управления солнечной электростанцией и централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности). Для осуществления подобной настройки необходимым становится решение ряда вопросов, относящихся к проведению комплекса исследований на примере конкретного оборудования и ЭЭС, по результатам которого определяется эффективность выбранных параметров настройки [4].

Первым из таких вопросов является выбор способа проведения исследований, которые могут осуществляться либо в реальной ЭЭС, либо на ее физической или математической модели. Однако известная специфика и сложность ЭЭС исключают возможность получения всей необходимой для настройки САР и САУ информации, особенно аварийного характера, натурным путем. Зачастую натурные испытания проводятся только при проверке уже настроенного оборудования с целью оценки его готовности к работе в составе реальной энергосистемы. Таким образом основным способом является применение физического или математического моделирования. Физическое моделирование позволяет учесть реальные свойства объекта моделирования и достаточно адекватно воспроизвести все протекающие процессы, однако оно обладает рядом ограничений, преимущественно связанных с размерностью воспроизводимой модели ЭЭС, детализацией моделей ее отдельных элементов и спектром возможных аварийных режимов, а адекватное воспроизведение большого количества новых объектов с СП на физической модели ЭЭС в настоящее время является существенно затратным и труднореализуемым.

При этом физические испытательные стенды широко применяются при проведении предварительных исследований и испытаний новых схемно-алгоритмических решений в структуре САР и САУ. В результате наиболее широкое распространение получает математическое моделирование ЭЭС. Вторым вопросом как в случае физического моделирования, так и математического моделирования является выбор масштаба модели и уровень ее детализации, при этом также выбирается уровень детализации моделей отдельных элементов ЭЭС.

В общем случае воспроизведение наиболее полной модели ЭЭС, отражающей структуру и топологию системообразующих и распределительных сетей, узлов генерации и нагрузки, позволяет достигнуть адекватных и

достоверных результатов моделирования, однако подобный подход является невозможным, что во многом связано с ограниченными возможностями средств моделирования.

Следовательно, при моделировании зачастую прибегают к введению определенных ограничений и допущений [3], связанных, например, с эквивалентированием и упрощением сложных электрических сетей, представлением электрических станций с множеством источников в виде одного эквивалентного источника, использованием обобщенной модели нагрузки, исключением измерительных преобразователей и др. Подобное оказывает значительное влияние на полноту и достоверность расчетов режимов и процессов в реальных ЭЭС, что в свою очередь влияет на конечную настройку различных САР и САУ. Вопрос выбора масштаба воспроизводимой модели ЭЭС является сложной экспертной задачей, поскольку при значительном эквивалентировании может теряться влияние отдельных элементов или их групп на режимы и процессы, происходящие в ЭЭС. Третий вопрос связан с выбором типа математической модели и подхода к ее решению. При выполнении процедуры настройки САР и САУ используются динамические и статические (линеаризованные) математические модели ЭЭС. Совместное использование данных моделей подразумевает определение первоначальных настроек с помощью статической модели, а затем их проверка и по необходимости корректировка с помощью динамической модели. Для решения статической модели ЭЭС и, соответственно, нахождения параметров настройки используются различные подходы и методы: метод корневого годографа, модальный анализ, метод *D*-разбиения и др. Линеаризация модели приводит к значительным упрощениям и ухудшению точности моделирования, однако позволяет рассматривать модель ЭЭС значительной размерности и применять широкий математической аппарат с целью нахождения наиболее оптимальной настройки САР и САУ в соответствии с заданными критериями. Для решения динамической модели ЭЭС используются различные численные методы решения систем дифференциальных и алгебро-дифференциальных уравнений в зависимости от используемых средств моделирования. Четвертый вопрос заключается в выборе инструментов для проведения исследований на математической модели ЭЭС. Как было обозначено, динамическая модель ЭЭС может воспроизводиться с помощью разных специализированных средств моделирования, среди которых различают цифровые программно-вычислительные комплексы (ПВК) моделирования электромеханических переходных процессов, а также цифровые программно-вычислительные и программно-аппаратные комплексы (ПАК) моделирования электромагнитных переходных процессов. Однако, несмотря на высокий уровень разработки данных средств, им присущи определенные упрощения и ограничения при решении совокупной математической модели ЭЭС, которые могут значительно сказываться на полноте и достоверности получаемой с помощью них информации, которая, в частности, необходима для настройки САР и САУ, а также дальнейшей оценки эффективности выбранных параметров.

Последнее становится особенно актуальным в условиях развития современных ЭЭС, сопровождающегося внедрением все большего количества объектов с СП. С одной стороны, данные вопросы связаны с необходимостью воспроизведения совокупной модели ЭЭС большой размерности, с другой – с необходимым и достаточным уровнем детализации математических моделей воспроизводимых элементов и ЭЭС в целом. В первом случае эффективными средствами являются ПВК моделирования электромеханических переходных процессов, однако в таком случае воспроизведение новых объектов с СП возможно только в виде обобщенных моделей с существенными ограничениями и допущениями. Во втором случае использование ПВК или ПАК моделирования электромагнитных переходных процессов позволяет рассматривать наиболее детальные модели элементов ЭЭС и учитывать все их особенности, тем не менее чем детальнее каждый рассматриваемый и учитываемый элемент в совокупной модели ЭЭС, тем меньше становится ее масштаб. Кроме обозначенных четырех вопросов при настройке САР и САУ также необходимо осуществить выбор исследуемых схемно-режимных условий; мест, типов и интенсивности возмущений; критериев оценки эффективности настройки и др.

Учитывая вышесказанное, для комплексного решения обозначенных вопросов, возникающих перед специалистами при настройке САР и САУ различного уровня в современных ЭЭС, в работе предлагается новый подход к проведению процедуры настройки. Данный подход заключается в выборе первоначальных параметров настройки с применением различных доступных методов решения статической модели ЭЭС (по аналогии с существующими подходами), а также в проверке и необходимой корректировке выбранных параметров настройки на детальной динамической модели ЭЭС с применением Всережимного моделирующего комплекса электроэнергетических систем реального времени (ВМК РВ ЭЭС) [1]. ВМК РВ ЭЭС представляет из себя программно-аппаратную платформу мультипроцессорного типа, основанную на гибридном подходе к моделированию ЭЭС. Гибридный подход (объединение аналогового, цифрового и физического моделирования) используется для представления и решения математический моделей элементов ЭЭС на отдельных специализированных процессорах, которые затем собираются в единую модель исследуемой ЭЭС в соответствии с ее топологией и составом.

Подобное решение позволяет воспроизводить модель ЭЭС большой размерности без значительного эквивалентирования, а также учитывать в данной модели детальные модели отдельных элементов без упрощений и ограничений, что особенно важно при рассмотрении современных ЭЭС с объектами, использующими СП, т.к. упрощенное представление самой динамики СП или части «за преобразователем» также приводит к упрощению САУ в подобной модели, что в совокупности сказывается на достоверности получаемых результатов моделирования при исследовании режимов и процессов для настройки САР и САУ данного или другого оборудования в электрической сети.

В результате предлагаемый подход в зависимости от поставленной задачи позволяет произвести экспериментальную настройку САР и САУ силового электрооборудования ЭЭС при рассмотрении необходимых схемно-режимных условий функционирования ЭЭС на основе наиболее адекватной и достоверной информации о процессах в современных ЭЭС.

*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). – С. 75-89.
2. Ашинянц С. А. Некоторые тенденции развития мировой электроэнергетики //Электрические станции. – 2021. – №. 12. – С. 53-57.
3. Бердин А. С. и др. Обзор методов определения параметров моделей синхронных генераторов //Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2020. – Т. 20. – №. 4. – С. 103-111.
4. Климова, Т. Г. Исследование автоматических регуляторов возбуждения синхронного генератора с различными сигналами каналов стабилизации по частоте [Текст] / Т. Г. Климова, О. О. Николаева // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2021. – № 2 (65). – С. 110–115.
5. Фролов М. Ю., Фишов А. Г., Эрдэнэбат Э. Совместимость динамических характеристик традиционной и электронной генерации в электроэнергетических системах //Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2019. – Т. 23. – №. 6 (149). – С. 1175-1186.

## РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СИЛОВЫМ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕМ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ ДЛЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК НА БАЗЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ЭНЕРГОРАЙОНАХ С ОБЪЕКТАМИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

**Аскаров А.Б., Суворов А.А., Андреев М.В.**
Научный руководитель профессор Гусев А.С.
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

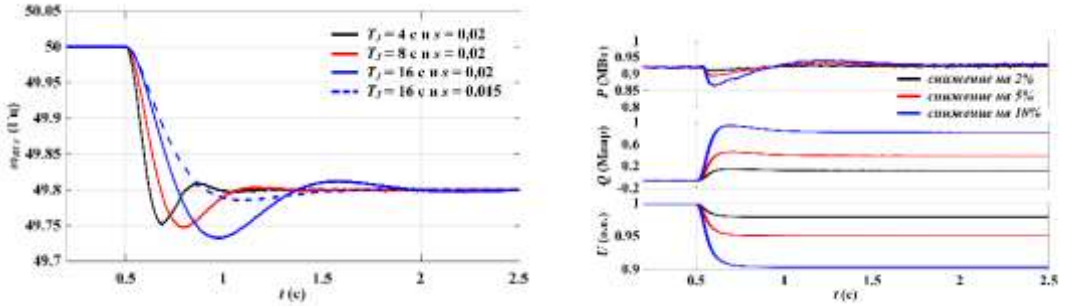
В настоящий момент для обеспечения электроснабжения объектов нефтегазовой промышленности, многие из которых зачастую являются значительно удаленными от сетей централизованного электроснабжения, рассматриваются или уже применяются различные генерирующие установки (ГУ) на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), преимущественно основанные на использовании кинетической энергии ветра [2]. Причем также может подразумеваться применение гибридных систем электроснабжения [1]. Одной из особенностей современных ГУ на базе ВИЭ является применение в их составе силовых преобразователей (СП) на основе силовой полупроводниковой техники, с помощью которых осуществляется подключение ГУ к электрической сети. При этом помимо типа и технических характеристик СП важным аспектом является его система автоматического управления (САУ), которая определяет динамику его функционирования в целом. За счет системы управления определяются режим работы ГУ на базе ВИЭ, возможности ее участия в регулировании режима электрической сети (напряжения и частоты), характер динамического отклика при возмущениях, возможности работы как в изолированном (островном) режиме, так и параллельно с внешней сетью. Однако классический подход к формированию структуры САУ СП не всегда позволяет добиться желаемого результата [5]. Классическая САУ подразумевает, что объекты ВИЭ, как правило, работают в режиме выдачи максимально возможной активной мощности, при этом синхронизация с сетью осуществляется с помощью замкнутого контура регулирования фазы (ЗКРФ). Первое приводит к тому, что отсутствует какой-либо резерв активной мощности, следовательно, исключается возможность участия в регулировании частоты, а также, что подобные объекты генерации не используются при регулировании напряжения в электрической сети. Второе свойство классической САУ определяет, что СП работает в режиме ведомого сетью, поскольку входным сигналом для ЗКРФ является трехфазное напряжение в точке подключения ГУ к сети, на основе которого формируется опорное значение угла напряжения, необходимое для синхронизации. При этом существует проблематика обеспечения работы ГУ в изолированном режиме при использовании ЗКРФ, а также устойчивое функционирование ЗКРФ в условиях слабых сетей и при больших возмущениях. Последнее связано со значительной чувствительностью ЗКРФ к резким изменениям величины и фазы напряжения или их колебаниям.

В то же время при рассмотрении задачи осуществления надежного и бесперебойного электроснабжения объектов нефтегазовой промышленности необходимо обеспечивать устойчивую работу ГУ как при параллельной работе с внешней сетью, так и в изолированном режиме, а также возможность регулирования данными установками напряжения и частоты в электрической сети. Одним из наиболее перспективных решений в данном направлении является применение альтернативного подхода к формированию структуры САУ СП. Обозначенный подход заключается в переходе режима работы СП из ведомого в ведущий. При этом для реализации САУ с таким свойством может использоваться стратегия управления на основе виртуального синхронного генератора (ВСГ). С помощью СП, работающего в режиме ведущего, становится возможным значительно расширить перечень сетевых функций, которые он способен выполнять. Также в подобной САУ возможно управление ГУ как при параллельной работе с внешней энергосистемой, так и в изолированном или островном режиме без каких-либо значительных изменений в структуре или параметрах САУ СП. В настоящий момент предлагаются различные структуры САУ на основе ВСГ [4], однако для данных решений общим является использование жесткой последовательной структуры и направленности сигналов, которая копирует традиционные синхронные генераторы (СГ). В результате последовательной структуры воспроизводимая виртуальная машина становится ответственной за

формирование результирующих значений по активной и реактивной мощности ГУ. Данный факт приводит к снижению как запасов устойчивости ГУ, так и ее возможностей при регулировании напряжения и частоты сети.

В данной работе предлагается САУ СП на основе ВСГ с параллельной структурой (рис. 1), которая является свободно конфигурируемой с точки зрения добавления необходимых регуляторов на разные уровни управления, а также потенциально возможных изменений в уравнения виртуальной синхронной машины для улучшения описания ее электромеханических и электромагнитных характеристик. Предлагаемая параллельная структура САУ реализуется на основе подхода, предложенного в [3], и схожа с классическим представлением структуры ВСГ, управляемой по току, но с более детальным учетом электромеханических и электромагнитных характеристик СГ. Подобная детализация позволяет: 1) учесть уравнение движения ротора в структуре ВСГ, что исключает необходимость использования ЗКРФ для синхронизации ГУ с сетью; 2) ввести виртуальную демпферную обмотку в модель СГ для осуществления эффективного демпфирования возникающих колебаний по аналогии с традиционной СГ; 3) осуществить объединение инерционного и регуляторного отклика на нижнем уровне управления, что в итоге улучшает динамические характеристики ГУ при участии в регулировании частоты; 4) ввести регулятор напряжения с каналами стабилизации на внешний уровень управления, что дополнительно позволяет разделить управление активной и реактивной мощностью, а также улучшить демпфирующие свойства ГУ. В качестве примера на рисунке 2 приведены результаты функционирования ГУ с предлагаемой структурой САУ СП. Исследования проводились на имитационной модели в программно-аппаратном комплексе моделирования в эквивалентной двухмашинной схеме. Для оценки динамического отклика ГУ осуществлялось скачкообразное снижение частоты (рис. 2а) и напряжения (рис. 2б) сети. При изменении частоты также осуществлялась оценка инерционного отклика ГУ за счет изменения постоянной инерции виртуального ротора $T_J$ в уравнении движения. В результате с увеличением $T_J$ значительно уменьшалась скорость снижения частоты, что говорит о возможности гибкой настройки САУ в рамках обеспечения необходимого профиля изменения частоты при возмущениях. Также с помощью изменения коэффициента статизма $s$ регулятора частоты просадка частоты в случае больших значений $T_J$ может быть уменьшена.

***Рис. 1. САУ СП на основе ВСГ с параллельной структурой***




***(а)*** ***(б)***

***Рис. 2. Осциллограммы процессов в случае снижения: а – частоты, б – напряжения***

При изменении напряжения сети видно, что с помощью предлагаемой структуры САУ осуществляется быстродействующая выдача реактивной мощности ГУ без каких-либо колебаний и с незначительным

перерегулированием, которое в свою очередь позволяет несколько уменьшить скорость снижения напряжения. Также на рис. 2б отражен характер изменения активной мощности, из которого можно сделать вывод, что в данной САУ присутствует достаточно слабая взаимозависимость в управлении активной и реактивной мощностью.

Исходя из вышесказанного, разработанная структура САУ с параллельной структурой для ГУ на базе ВИЭ обладает рядом преимуществ в сравнении с классическими САУ на основе ВСГ. При этом становится возможным выполнение широкого спектра необходимых сетевых функций при работе ГУ как параллельно с внешней энергосистемой, так и в изолированном режиме. Применение подобной САУ в перспективе позволяет реализовывать схемы надежного и бесперебойного электроснабжения объектов нефтегазовой промышленности, что является актуальным по мере перехода к безуглеродным или низкоуглеродным источникам энергии и системам накопления электрической энергии.

*Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 21-79-00129.*

Литература

1. Обухов С. Г., Ахмед И. Оптимизация состава оборудования гибридных энергетических систем с возобновляемыми источниками энергии //Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2020. – Т. 20. – №. 2. – С. 64-76.
2. Разживин И. А. и др. Оценка влияния ветроэлектростанций на изменение суммарной инерции электроэнергетической системы //Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2021. – Т. 25. – №. 2 (157). – С. 220-234.
3. Mandrile F., Carpaneto E., Bojoi R. Grid-feeding inverter with simplified virtual synchronous compensator providing grid services and grid support //IEEE Transactions on Industry Applications. – 2020. – Т. 57. – №. 1. – С. 559-569.
4. Rathnayake D. B. et al. Grid Forming Inverter Modeling, Control, and Applications //IEEE Access. – 2021.
5. Zuo Y. et al. Performance assessment of grid-forming and grid-following converter-interfaced battery energy storage systems on frequency regulation in low-inertia power grids //Sustainable Energy, Grids and Networks. – 2021. – Т. 27. – С. 100496.

## ТЕПЛООБМЕН ПРИ ПУЗЫРЬКОВОМ КИПЕНИИ КАПЛИ ТОПЛИВНОЙ ЭМУЛЬСИИ В ПРОЦЕССЕ СОУДАРЕНИЯ С ТВЕРДОЙ СТЕНКОЙ

**Ашихмин А.Е., Семёнова А.Е., Фёдоров В.С.**
Научный руководитель М.В. Пискунов
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Взаимодействие капли с нагретой поверхностью является широко исследованным направлением, однако, многие вопросы до сих пор остаются неизученными, например, теплообмен при пузырьковом кипении гетерогенных капель. При изотермическом взаимодействии капель чистых жидкостей результат взаимодействия определяют несколько основных параметров: скорость капли в момент соударения с поверхностью, структура и смачиваемость поверхности, а также физические свойства жидкости (плотность, вязкость, поверхностное натяжение) [3]. При неизотермическом соударении капли с поверхностью, помимо параметров взаимодействия и свойств поверхности, градиент температуры между жидкостью и поверхностью взаимодействия играет важную роль, влияя как на динамику соударения, так и на характеристики теплообмена. Режим пузырькового кипения начинается от начала (точки) кипения жидкости $T_{sat}$, которое происходит при температуре стенки ($T_w$) немного большей, чем $T_{sat}$, до точки критического теплового потока, которая соответствует самому непродолжительному времени испарения капли.

В большинстве известных работ рассматриваются однородные чистые жидкости. Однако многие современные технологии основаны на применении многокомпонентных жидкостей, например, такие как: покрытие функциональных поверхностей, закаливание металлов, впрыск топлива в камеру сгорания, окрашивание поверхностей, биопечать [1]. Поэтому актуальными задачами являются исследования с использованием многокомпонентных жидкостей с разветвленной межфазной границей. Ярким примером такой жидкости можно назвать эмульсию с большим количеством диспергированных капель.

Анализ литературы показывает, что кипение и испарение капель многокомпонентных жидкостей остается малоисследованным [2]. Поэтому целью данной работы является оценка влияния динамики взаимодействия капли топливной эмульсии с твердой нагретой поверхностью на теплообмен при пузырьковом кипении.

В качестве исследуемых жидкостей выбраны н-декан, дистиллированная вода и эмульсии на их основе. Вода является низкокипящим компонентом топливных эмульсий, типично используемым в качестве дисперсной фазы при проведении экспериментальных исследований с рассматриваемым типом жидкостей. Создание обратной эмульсии из несмешивающихся жидкостей осуществлялось с помощью эмульгатора Спан 80. Выбор данного ПАВ обуславливался тем, что Спан 80 является маслорастворимым амфифильным соединением, способным стабилизировать эмульсии типа: «вода-в-масле», т.е. обратные эмульсии. Компонентный состав эмульсий представлен в таблице 1. Для определения кинетической стабильности эмульсии термостатировались в течение суток при комнатной температуре. Образцы, представленные в таблице 1, являются устойчивыми к фазовому разделению в течение заявленного периода.

***Таблица 1***

***Компонентный состав эмульсий***

| Наименование эмульсии | Массовая концентрация н-декана, % | Массовая концентрация дистиллированной воды, % | Массовая концентрация Спан-80, % |
|---|---|---|---|
| С-1 | 77 | 20 | 3 |
| С-2 | 67 | 30 | 3 |
| С-3 | 57 | 40 | 3 |

Свойства жидкостей измерялись при нормальных условиях. Вязкость эмульсий и их компонентов определялась с помощью ротационного вискозиметра Brookfield DV3TLV. Плотность жидкостей определялась пикнометрическим методом. Измерение поверхностного натяжения жидкостей осуществлялось методом отрыва кольца (дю Нуи). Свойства всех исследуемых жидкостей приведены в таблице 2.

***Таблица 2***

***Свойства исследуемых жидкостей***

| Жидкость | $\rho_l$ | $\nu$ | $\sigma_0$ | $T_{sat}$ | *We* | *We* | *We* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | кг/м$^3$ | мПа·с | Н/м | °С | *Скорость соударения капли* $u_0$ (м/с) | | |
| | | | | | 0.8 | 2 | 3.7 |
| Вода | 998 | 1.005 | 0.073 | 100 | 18 | 115 | 393 |
| н-Декан | 730 | 0.9375 | 0.02392 | 174 | 41 | 256 | 877 |
| С-1 | 800 | 2.37 | 0.02274 | - | 47 | 296 | 1011 |
| С-2 | 820 | 3.78 | 0.02279 | - | 48 | 302 | 1034 |
| С-3 | 862 | 5.91 | 0.02283 | - | 51 | 317 | 1085 |

Начальная температура стекла $T_0$ изменялась в диапазоне от 140 до 260 °С. Выбранный диапазон температур позволяет идентифицировать режим пузырькового кипения всех исследуемых жидкостей.

На рисунке 1 приведены значения безразмерного времени контакта $\tau_c$ ( $\tau_c = \frac{t_c}{\pi}\left[\frac{12e_w(T_{sat}-T_l)^2}{\rho_l L^* d_0}\right]$, в котором

$e_w$ – термическая эффузия (Дж·К$^{-1}$·с$^{-1/2}$·м$^{-2}$), $T_l$ – температура жидкости (°С), $\rho_l$ - плотность жидкости (кг/м$^3$), $L^* = L + \Delta H_0$ - сумма скрытой теплоты парообразования $L$ и разница энтальпий $\Delta H_0$ между нормальным состоянием и состоянием насыщения) в режиме пузырькового кипения в виде функции от безразмерной температуры поверхности $\Theta$. Каждое значение получено при осреднении результатов шести опытов, проведенных при идентичных условиях. В режиме пузырькового кипения время контакта капли $\tau_c$ уменьшается с увеличением температуры $\Theta$ ( $\Theta = T_w - T_{sat} / T_{sat} - T_l$ , где $\Theta$ – безразмерная температура, $T_l$ – температура жидкости (°С)) для всех жидкостей.

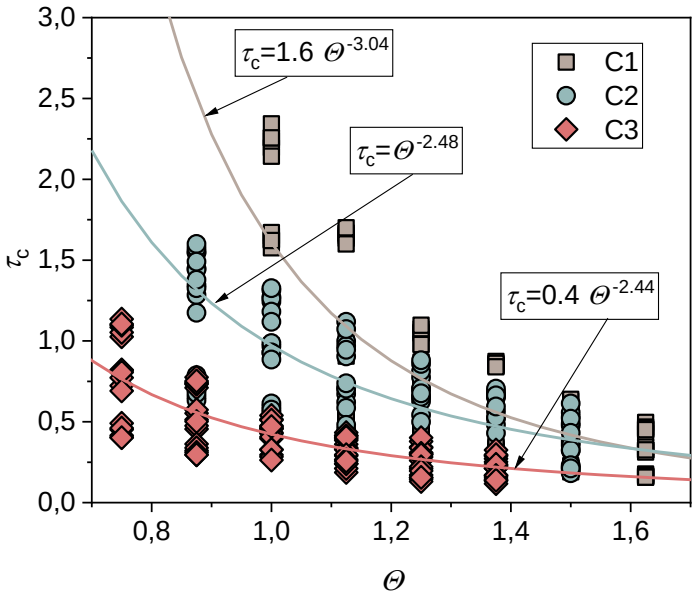



***Рис. 1. Зависимость безразмерного времени контакта τc от безразмерной температуры поверхности Θ***

При увеличении концентрации воды в эмульсии изменяется диапазон пузырькового кипения это выражается в смещении диапазонов $\Theta$ в сторону более низких значений для более концентрированных эмульсий.

Причем этот диапазон не зависит от параметров соударения, а определяется только начальной температурой подложки ($T_w$).

Получено эмпирическое выражение для безразмерного времени контакта $\tau_c$ капель эмульсий, $\tau_c = 0,01 \cdot (Re^{1/4} Oh)^{-2} \cdot \theta^{-2-25 \cdot e^{(-Oh/0,004)}}$, учитывающее их температуру поверхности, вязкость и поверхностное натяжение.

На рисунке 2 показано, что при неизотермическом взаимодействии капли эмульсии с поверхностью кварцевого стекла параметр $q''$ ($q'' = q_{emul}(t_c) / q_{dec}(t_c)$, где $q_{emul}(t_c)$ – плотность теплового потока для капель эмульсий, $q_{dec}(t_c)$ – плотность теплового потока для капель н-декана), характеризующий насколько плотность теплового потока на границе твердое тело/жидкость для капель эмульсий превосходит аналогичную характеристику для капель н-декана в зависимости от температуры поверхности взаимодействия.

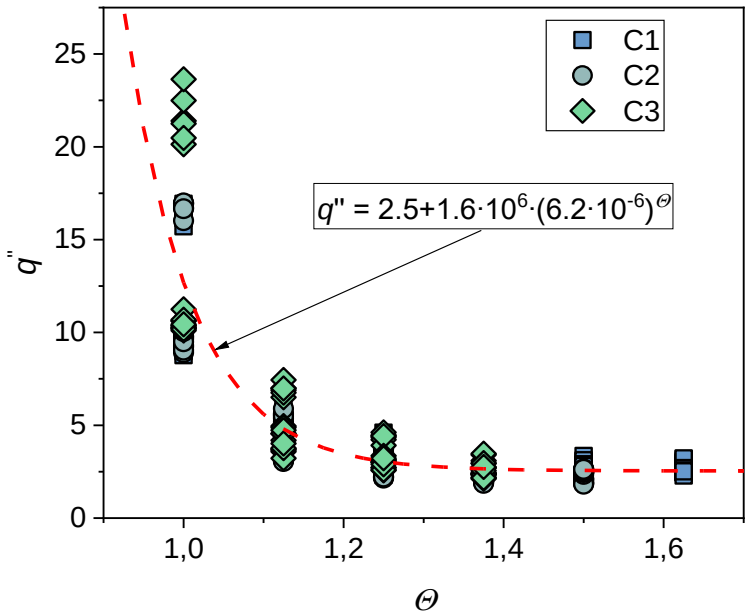



***Рис. 2. Зависимость параметра q'' от безразмерной температуры поверхности Θ для капель эмульсий***

В настоящей работе основное внимание уделено исследованию времени контакта, а также плотности теплового потока для капель н-декана, дистиллированной воды и стабилизированных эмульгатором Спан 80 эмульсий на их основе, взаимодействующих с нагретой поверхностью кварцевого стекла в режиме пузырькового кипения при $T_w$=140…260 °C, $We$=20…1000 и $Re$=250…8000.

Полученная эмпирическая зависимость ($q'' = 2.5 + 1.6 \cdot 10^6 \cdot (6.2 \cdot 10^{-6})^{\theta}$), учитывает влияние температуры поверхности на плотность теплового потока на границе твердое тело/жидкость при пузырьковом кипении капель эмульсий при их соударении с этой поверхностью. Учитывая нелинейность изменения времени контакта в режиме пузырькового кипения, полученное эмпирическое выражение можно считать довольно точным (относительная ошибка не более 20%) для качественного прогнозирования определяемых характеристик при формировании топливно-воздушной смеси в камере сгорания.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке грантом Президента РФ № МК-4574.2021.1.1.*

Литература

1. Blanken N. et al. Impact of compound drops: A perspective //Current Opinion in Colloid & Interface Science. – 2021. – Т. 51. – С. 101389.
2. Liang G., Mudawar I. Review of drop impact on heated walls // Int. J. Heat Mass Transf. 2017. Vol. 106. P. 103–12.
3. Yarin A.L., Roisman I. V., Tropea C. Collision phenomena in liquids and solids // Collision Phenomena in Liquids and Solids. 2017.

# ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ВЕРОЯТНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

**Бай Ю.Д., Киевец А.В., Томалев А.А.**
Научный руководитель доцент М.В. Андреев
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Распространение использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в электроэнергетических системах (ЭЭС) набирает популярность во всем мире, в том числе в странах, обладающих большими запасами нефти и газа [1]. 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 ВИЭ, построенных в Китае в 2016 году, составила 34 ГВт, а Австралию можно считать одним из лидеров использования фотоэлектрической солнечной энергии (превышает 3 %). Для России ветроэнергетические установки (ВЭУ) более перспективны в плане широкомасштабного внедрения. Следует отметить, что конечная мощность и стабильность выработки электроэнергии носят стохастический характер. В отличие от генераторов классического типа, параметры выдаваемой мощности ВЭУ жестко зависят от географических особенностей района установки, времени года, и т.д. [4]. Из-за того, что темпы развития «зеленой» энергетики значительно опережают планы по модернизации электрических сетей, подключение объектов ВЭУ зачастую происходит без решения вопроса повышения пропускной способности сети. Минимизировать возможный рост потерь мощности при передаче энергии без существенных изменений инфраструктуры можно путем решения задачи определения оптимального объема и места подключения ВЭУ. Данный вопрос относится к классу задач глобальной оптимизации, решение которой относительно заданной целевой функции позволяет минимизировать (или максимизировать) интересующий индикатор. Сам вид и состав целевой функции может варьироваться, однако, минимизация потерь мощности выступает одним из основных индикаторов в составе целевой функции, поскольку объем выработки электроэнергии объектами ВЭУ носит переменный характер [2].

Учитывая размерность и сложную топологию современных ЭЭС, актуальными на данный момент являются стохастические и метаэвристические методы [3]. Однако, для данных методов возможность решения достигается снижением точности получаемого результата, или отсутствует гарантия получения глобального решения в соответствии с логикой цепей Маркова, которые позволяют доказать сходимость алгоритмов к глобальному оптимуму только теоретически при устремлении времени работы алгоритма к бесконечности. Для решения обозначенной проблемы формирования вероятностных характеристик параметров режима при значениях редкой повторяемости, в работе представлена разработка методики повышения достоверности формирования вероятностных характеристик параметров установившегося режима ЭЭС для уточнения (в сравнении с методом Монте-Карло) потокораспределения и возможных потерь мощности, в значительной степени определяющих выбор оптимального объема и места подключения ВЭУ.

Исходя из свойств ЭЭС, основные параметры сети в разных узлах схемы являются вероятностно-независимыми друг от друга, а в рамках одного узла они независимы или имеют парную зависимость. При этом каждое отдельное состояние энергосистемы имеет свою вероятность наступления и эта вероятность несовместная, т.к. система не может находиться в нескольких состояниях одновременно. При разных состояниях системы может происходить так, что изучаемая величина имеет то же самое значение, но вероятность иная. Из-за того, что события несовместные, их вероятности можно суммировать для каждого отдельного значения исследуемой величины [5].

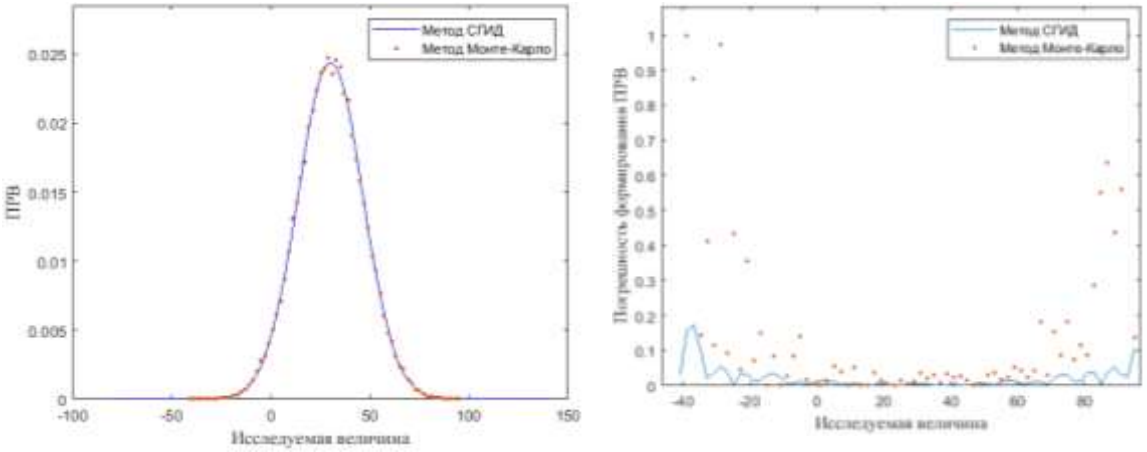
Для верификации методики было выполнено сравнение с аналитическим и численным решениями на примере задач малой размерности (Таблица 1). Дополнительно была проведена проверка и сравнение разработанного метода с численным методом формирования ПРВ Монте-Карло. Эксперименты проводились с целью оценки относительных погрешностей, формируемых МО и СКО обоими методами при изменении общего количества проводимых расчетов, а также определения необходимого количества экспериментов для обеспечения статистической представительности результатов.

***Таблица 1***

***Сумма четырех разных законов***

| Метод | $\mu_{ФЗ}$ | $\delta_{\mu}$(%) | $\sigma_{ФЗ}$ | $\delta_{\sigma}$ (%) | $ФЗ_{abs}$ | $\delta_{МЕТ/МК}$ | n | Время, с | $\chi^2$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| МК | -8.5000 | - | 8.1208 | - | 79.5053 | 1.0000 | 1500625 | 62.559 | 0.9996 |
| СГИД | -8.4995 | 0.0058 | 12.4630 | 53.4696 | 79.5512 | 1.0000 | | 4.219 | - |
| МК | -8.5094 | 0.1105 | 8.1318 | 0.1354 | 72.2091 | 0.8790 | 390625 | 17.559 | 0.9994 |
| СГИД | -8.4995 | 0.0058 | 12.4630 | 53.4696 | 79.5512 | 0.9695 | | 0.823 | - |
| МК | -8.5215 | 0.2529 | 8.1028 | 0.2216 | 69.9790 | 0.7471 | 50625 | 2.338 | 0.9156 |
| СГИД | -8.4995 | 0.0058 | 12.4630 | 53.4696 | 79.5512 | 0.8698 | | 0.069 | - |

Рисунок иллюстрирует проблему формирования плотности распределения при значениях редкой повторяемости методом Монте-Карло (на примере суммы четырех нормальных законов, n = 50000), что является одной из особенностей его использования. Данная проблема относится к сложности моделирования состояния крайне низкой вероятности наступления, в то время как предлагаемый метод использует оценку ПРВ на всем интервале исследуемой ФЗ.




*(а)* *(б)*

***Рис. ПРВ (а) и погрешность ее формирования (б)***

По полученным данным была проведена оценка изменения относительной погрешности МО и СКО при уменьшении количества проводимых статистических испытаний для обоих методов. Определена разница время затрат для достижения достоверного результата. В большинстве случаев результат аналогичной (для Монте-Карло) точности предлагаемой методикой можно получить, проведя меньшее количество испытаний, при этом скорость вычисления для нормальных и смешанных законов выше.

Данный факт обусловлен использованием уже подготовленных квантилей и порядков квантилей, в то время как решение Монте-Карло подразумевает рандомное создание значений аргументов каждую итерацию расчетов и время реализации зависит от МО и СКО аргументов. Дополнительно была проведена проверка и сравнение разработанного метода с численным методом формирования ПРВ Монте-Карло для задач малой размерности и тестовых схем – IEEE-4, IEEE-14, и IEEE-57. Пример ПРВ потерь мощности для ветви №1 схемы IEEE-14 приведен в Таблице 2.

***Таблица 2***

***Потери мощности ветви №1 схемы IEEE-14***

| Метод | $\mu_{ФЗ}$ | $\delta_{\mu}$(%) | $\sigma_{ФЗ}$ | $\delta_{\sigma}$ (%) | $ФЗ_{abs}$ | $\delta_{МЕТ/МК}$ | n | Время, с |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| МК | 5.6657 | - | 9.3321 | - | 22.9743 | 1.0000 | 3100450 | 6867.317 |
| СГИД | 5.6658 | 0.0017 | 13.6558 | 46.3314 | 33.4909 | 1.0000 | | 4025.125 |
| МК | 5.6557 | 0.1765 | 9.1765 | 1.6673 | 22.8809 | 0.8052 | 300000 | 664.482 |
| СГИД | 5.6658 | 0.0017 | 13.6681 | 46.4632 | 33.4909 | 0.8740 | | 389.471 |
| МК | 5.6874 | 0.3830 | 9.1889 | 1.5344 | 21.3552 | 0.5061 | 83521 | 176.075 |
| СГИД | 5.6658 | 0.0017 | 13.6737 | 46.5232 | 33.4909 | 0.6168 | | 77.054 |
| МК | 5.4175 | 4.3807 | 9.1561 | 1.8859 | 15.1069 | 0.1672 | 6400 | 19.470 |
| СГИД | 5.6658 | 0.0017 | 13.7345 | 47.1748 | 33.4909 | 0.2759 | | 11.858 |

В соответствии с представленной проблемой определения оптимальных объемов и мест подключения ВЭУ по критерию минимизации потерь мощности определен вероятностный подход к решению задачи посредством формирования выходных вероятностных данных ФЗ по входным вероятностным данным аргументов и повышения самой достоверности их формирования. Проведена верификация разработанной методики на примере задач малой и средней размерности. Достоверность результатов исследований подтверждается тестовым совпадением с аналогичными результатами, полученными путем аналитического и численного решений.

*Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, Госзадание "Наука" № FSWW-2020-0017.*

Литература

1. Ahmed S. D. et al. Grid integration challenges of wind energy: A review //IEEE Access. – 2020. – Т. 8. – С.10857-10878.
2. Baseem, K. Optimal Power Flow Techniques under Characterization of Conventional and Renewable Energy Sources: A Comprehensive Analysis [Text] / K. Baseem, S. Pawan // Journal of Engineering. 2017. – V. 12. – 9539506.
3. Stanley A. P. J. et al. Objective and algorithm considerations when optimizing the number and placement of turbines in a wind power plant //Wind Energy Science. – 2021. – Т. 6. – №. 5. – С. 1143-1167.
4. Wang J., Hu J., Ma K. Wind speed probability distribution estimation and wind energy assessment //Renewable and sustainable energy Reviews. – 2016. – Т. 60. – С.881-899.
5. Вентцель Е. С. Теория вероятностей: Учеб. для вузов-6-е изд. стер //М.: Высш. шк. – 1999. – Т. 576.

# РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА НА ОСНОВЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

**Бухаров Е.В., Гусаров И.Н., Андреев М.В.**
Научный руководитель доцент М.В. Андреев
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Одно из основных требований к энергоснабжению объектов нефтегазовой промышленности является надёжность и бесперебойность питания. Для этого непрерывно прилагаются усилия по улучшению элементов релейной защиты. Одно из возможных направлений дальнейшего развития защиты является определение токов короткого замыкания с помощью нейронной сети.

Для обучения нейронной сети была составлена примитивная схема энергетической системы с использованием программной среды Matlab представленная рисунке 1. С помощью данной среды был проведён ряд экспериментов создания коротких замыканий в энергосистеме. В конечном итоге обучения нейронной сети проводилось на основании более сотни коротких замыканий в различных режимах. Для проверки эффективности работы нейронной сети было создано ещё 12 уникальных (отличных от тех, по которым нейронная сеть была обучена) коротких замыканий**.**

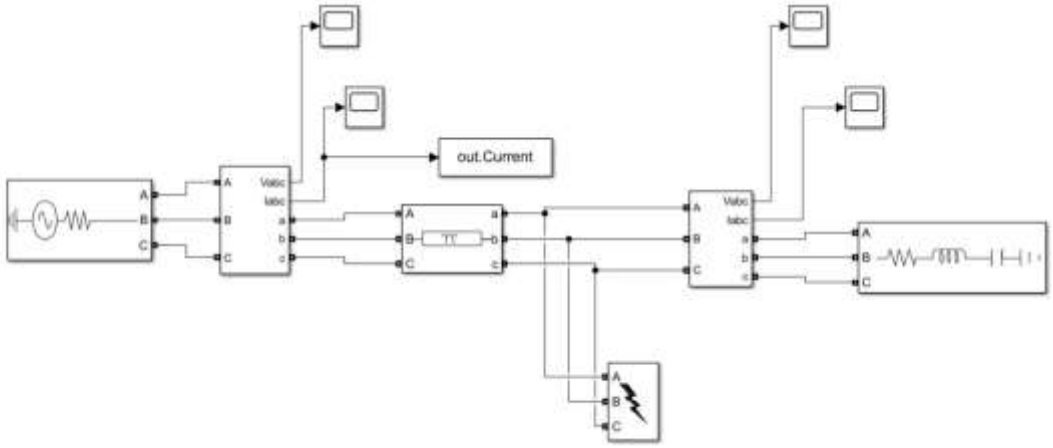



***Рис. Схема энергосистемы***

Нейронная сеть была обучена на однофазные короткие замыкания. В ходе моделирования снимается ток в фазе, на которой и произошло короткое замыкания. Период моделирования составляет 0,1 секунда, что соответствует пяти периодам для промышленной частоты. Один период до аварийного режима и четыре аварийного. Период дискредитации данных составляет 2 мс, то есть по 10 значений тока для одного периода.

Затем происходит тренировка нейронной сети. На вход нейронная сеть получат 51 одно значение, одно значения с информацией о режиме (аварийный/нормальный режим работы) и 50 значений тока. Затем нейронная сеть подбирает коэффициенты для получения нужного результата. На выходе нейронная сеть выдает один из двух сигналов – аварийный или нормальный режим работы.

Нейронная сеть начиная уже с 30 тренировочных коротких замыканий начала показывать свою эффективность, нейронная сеть определяет короткое замыкание в 50 % случаев. С добавлением каждого нового случая эффективность работы нейронной сети улучшалась значительно медленнее. Это демонстрирует тот факт, что нейронные сети достигают высокой эффективности уже начиная с небольшого количества тренировочных случаев, но для достижения идеальной эффективности (эффективность 96-98 %) требуется огромное количество опытов [1].

В целях исследования поведения нейронной сети в следствии изменений различных тренировочных параметров был проведён ряд корректировок. В попытках найти оптимальный вариант ускорения обучения изменялся коэффициент обучения. Это коэффициент влияет на «вес» каждого тренировочного случая. Оптимальным составило значение 0.2, при увеличении данного параметра случаи с низкой/высокой нагрузкой, а значит с резко отличающимися значениями тока КЗ кардинально влияли на весовые коэффициенты. Понижение же коэффициента обучения требует увеличения тренировочных случаев.

Проводились эксперименты по изменению количества узлов в промежуточном слое, оптимальное количество составило 800 узлов, увеличение количества не приводит к другим результатам, при уменьшении эффективность сети уменьшается. Как правило тренировочные данные проходят через нейронную сеть несколько раз, каждый такой «прогон» называется эпохой. Оптимальной для сети составили 2-3 эпохи. При увеличении количества эпох сеть перетренировывается и снижает свою эффективность, так как становится нацелена только на тренировочные примеры.

В итоге всех манипуляций и при количестве 104 тренировочных опытов нейронная есть показывает эффективность 66-75 %. Важно отметить, что сеть способна определять короткие замыкания на любом напряжении, при любых величинах тока, так как значения тока приводятся к условным значениям, относительно максимального тока короткого замыкания.

Интересным является наблюдение, что сеть, при изменении её параметров, продолжает ошибаться на тех же режимах. Это значит, что ошибка сети не случайны, а появляются в сложных для неё случаях. Например, если скачок тока не отчётлив и близок к номинальному значению. Так же интересен тот факт, что если для тестирования сети использовать режимы, на которых она и тренировалась, то эффективность сети составит 90-100 %.

**Вывод:** использования нейронной сети для определения режимов энергосистемы является перспективным направления усиления надёжности энергоснабжения, так как потенциал широк. Нейронные сети способны к обучению по определению любых режимов, поэтому уменьшается вероятность ложных срабатываний. Так же данный тип защит крайне универсален, так как не зависит от номинального напряжения энергосистемы и присоединённой нагрузки.

*Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, Госзадание "Наука" № FSWW-2020-0017.*

Литература

1. Тарик Р. Создаем нейронную сеть. - Издательство" Вильямс". – 2018.

## АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГЭС МОЩНОСТЬЮ 6400 МВТ

**Головкин В.В., Космынина Н.М.**
Научный руководитель доцент Н.М. Космынина
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия.***

Гидравлическая электрическая станция (ГЭС) мощностью 6400 МВт является крупнейшей электростанцией России по установленной мощности [4]. Основное оборудование станции изображено на рис. 1.

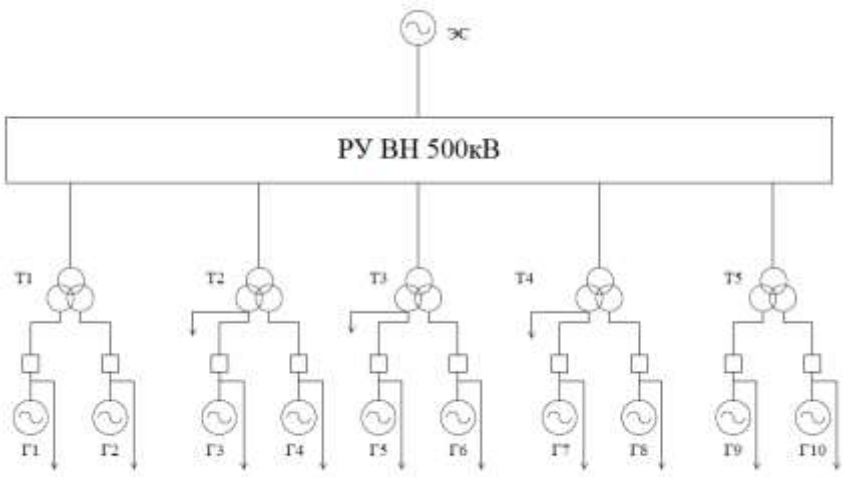



***Рис. 1. Структурная схема ГЭС***

В машинном зале ГЭС размещено десять гидроагрегатов мощностью по 640 МВт (на рис.1 обозначены Г1, ..., Г10). Основные электрические характеристики гидрогенератора представлены в таблице.

***Таблица 1***

***Данные оборудования***

| Показатель для установившегося режима (номинальный) | Значение |
|---|---|
| Мощность полная, активная; кВ*А/кВт | 711000/640000 |
| Обмотка статора - напряжение, В | 15750 |
| Обмотка статора - ток, А | 26063 |
| Характеристики мощности | 0,9 |
| Соединение фаз обмотки статора | «звезда» |
| Обмотка возбуждения - ток, А | 3500 |
| Возбуждение - тип | независимое тиристорное |

В каждой фазе предусмотрены отпайки для питания рабочей группы вентилей тиристорного преобразователя главного генератора (ГГ), в свою очередь питание форсировочной группы вентилей тиристорного

преобразователя главного генератора предусмотрено от полной обмотки статора вспомогательного генератора (ВГ) [1].

Трансформаторная группа укрупненного блока ГЭС собрана из трех однофазных масляных трансформаторов типа ОРЦ-533000/500-У1 имеющих расщепленную обмотку низкого напряжения (НН) и систему охлаждения типа *OFWF*. При включении трансформатора под напряжение включаются рабочие насосы, обеспечивающие отвод горячего масла по маслопроводу (патрубкам) из бака трансформатора и подачу его в межтрубное пространство маслоохладителей, где масло охлаждается водой, циркулирующей в теплообменных трубах. Охлажденное масло из маслоохладителей по маслопроводу подается в нижнюю часть бака трансформатора. Подача воды в маслоохладители осуществляется из системы технического водоснабжения (ТВС) гидроагрегатов через задвижки с электроприводом, установленными на каждом маслоохладителе. [2].

Под системой электроснабжения собственных нужд (СЭСН) понимается совокупность оборудования, обеспечивающее автоматизацию работ основных и вспомогательных элементов станции, например, асинхронные двигатели, осветительные приборы, преобразовательные устройства и другое электротехническое оборудование. Мощное оборудование требуется для охлаждения вышеописанного электрического оборудования, а также для устройств, обеспечивающих работу станции в целом [3]. Для обеспечения питания и защиты устройств СЭСН на станции применяются комплектные распределительные устройства (КРУ) [6]. Пример технических характеристик одного из КРУ приведен в таблице 2.

***Таблица 2***

***Параметры электрооборудования шкафа КРУ 6 кВ***

| | |
|---|---|
| Номинальные напряжение (кВ)/ ток цепей (кА)/сборных шин (кА) | 6,3 /630 / 1600 |
| Тип используемого вакуумного выключателя | VD4 |
| Токовые характеристики выключателя: термическая / электродинамическая стойкость, кА | 20 / 50 |
| Тип устройства защиты | Микропроцессорные ЭКРА 211 |

*Автоматика включения резерва, реализованная в системе собственных нужд электростанции*

Автоматика включения резерва (АВР) электропитания берегового водосброса реализована по схеме рис. 2: «Два рабочих ввода с секционированием + ввод от дизель-генератора» [5].

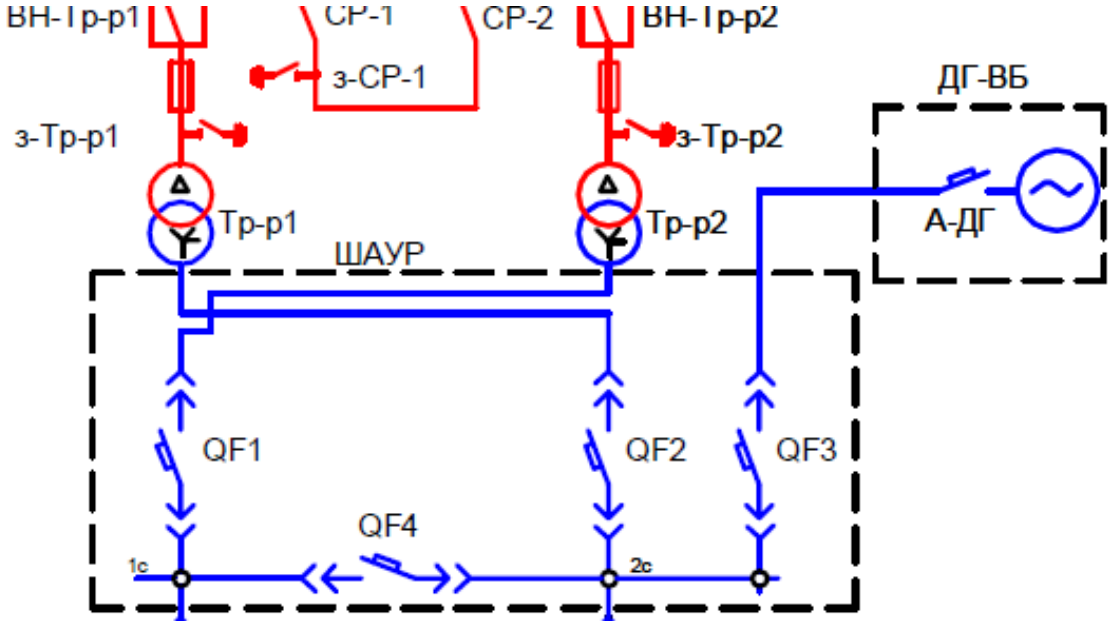



***Рис. 2. Схема АВР берегового водосброса***

При снижении уровня напряжения ниже допустимого на рабочем вводе, блок управления АВР отключает вводной автоматический выключатель (*QF1* или *QF2*) и включает секционный автоматический выключатель (*QF4*). После восстановления необходимого уровня напряжения происходит возврат схемы в исходное положение.

Данная схема является наиболее подходящей для берегового водосброса, так как, при снижении уровня напряжения ниже допустимого на обоих рабочих вводах, блок управления АВР выполняет отключение выключателей *QF1* и *QF2*. Далее производится запуск дизель-генератора (ДГ) и включение выключателя *QF4*. Включение выключателя *QF3* производится при наличии условий:

- отключены выключатели *QF1* и *QF2*;
- наличие необходимого уровня напряжения на ДГ;
- отсутствие сигнала «Защита *QF2*».

По истечении выдержки времени, при невыполнении второго условия, работа схемы АВР прекращается и выдается сигнал «Неисправность ДГ».

При возобновлении питания на одном из вводов до требуемого значения, происходит восстановление нормального режима работы [5].

Литература


1. Инструкция по эксплуатации Гидрогенераторов Саяно-Шушенской ГЭС СВФ1-1285/275-42УХЛ4: утверждено главным инженером Филиала ОАО «РусГидро» - «Саяно – Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожнего» В.В. Луференко от 2020 №5.38 // - 2020.
2. Инструкция по эксплуатации трансформаторов ОРЦ-533000/500-У1: утверждено главным инженером Филиала ОАО «РусГидро» - «Саяно – Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожнего» Т.М. Юсуповым от 2014 №5.44// - 2014.
3. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования/Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 10-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2013. – 448 с.
4. Саяно-Шушенский гидроэнергетический комплекс: общие сведения [Электронный ресурс]: Официальный сайт РусГидро, 2008 – 2020. – Режим доступа: http://www.sshges.rushydro.ru/press/news-materials/presskit/company (дата обращения 10.02.2022).
5. Типовые схемы Автоматика включения резерва с применением интеллектуально-программируемого реле Zelio logic – Москва: Изд-во Библиотека проектных решений, 2008. – 98 с.
6. Устройства комплектные распределительные на напряжение 6(10) кВ серии КРУ ЭКРА-6(10) [Электронный ресурс]: Официальный сайт ООО НПП «ЭКРА», 2007 – 2021. – Режим доступа: https://ekra.ru/product/nku-kru/resheniya-oborudovaniya-sn/kru-ekra-6-10/ (дата обращения 10.02.2022).


## МНОГОФАКТОРНАЯ ОЦЕНКА ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ УГЛЕЙ И ШЛАМОВ В ПАРОВОЗДУШНОЙ СРЕДЕ

**Дорохов В.В.**

Научный руководитель доцент Г.С. Няшина

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

В связи с ежегодно увеличивающимся антропогенным давлением на окружающую среду, актуальным направлением исследований в области энергетики является разработка экологически эффективных технологий сжигания угольных топлив. Одним из способов решения данной задачи является замена традиционных схем подачи угольной пыли в топочные камеры энергетических установок на впрыск водосодержащих суспензионных топлив. Присутствие воды в камерах сгорания позволяет существенно снизить концентрации газовых выбросов. Однако возможно несколько технологических решений по концентрациям компонентов и схемам подачи воды в топочные камеры энергетических установок. Представляет интерес изучение влияния схемы подачи воды в камеру сгорания на характеристики процессов зажигания и горения угольных топлив. В рамках настоящего исследования реализованы три наиболее перспективные схемы сжигания топлива: (i) раздельный ввод частиц угля и капель воды в камеру сгорания; (ii) впрыск водяного пара в зону горения частиц угля; (iii) подача в топку ввод в топку водоугольных суспензий.

Целью данной работы является изучение влияния способа подачи воды в камеру сгорания на характеристики горения угольных топлив. Выполнена сравнительная оценка трех способов подачи воды (вода в составе суспензии, параллельная подача воды и угольного компонента, создание паровоздушной среды) в камеру сгорания с использованием методики многофакторного анализа (MCDM). В качестве критериев сравнения были выбраны времена задержки газофазного ($\tau_{d1}$) и гетерогенного ($\tau_{d2}$) зажигания, максимальные ($T_g^{max}$) и минимальные ($T_g^{min}$) температуры горения, полнота выгорания, концентрации основных антропогенных выбросов ($CO_2$, NO, $SO_2$).

***Таблица***

***Технический и элементный анализ используемых компонентов***

| Компонент | $W^a$, % | $A^d$, % | $V^{daf}$, % | $Q^a_{s,V}$, МДж/кг | $C^{daf}$, % | $H^{daf}$, % | $N^{daf}$, % | $S_t^d$, % | $O^{daf}$, % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Угольный шлам | 43.50 | 26.46 | 23.08 | 24.83 | 87.20 | 5.09 | 2.05 | 1.02 | 4.46 |
| Уголь К | 2.05 | 14.65 | 27.03 | 29.76 | 79.79 | 4.49 | 1.84 | 0.87 | 12.70 |

В качестве угольных компонентов выбирались каменный уголь марки «К» и угольный шлам, полученный при обогащении угля аналогичной марки. Результаты элементного и технического анализа используемых компонентов представлены в таблице. Схема экспериментального стенда и подробное описание методики проведения экспериментов представлено в [1,2].

Сжигание исследуемых топлив производилось при температурах 700-900 °С, поскольку данный температурный диапазон обеспечивают протекание всех характерных стадий зажигания и горения с активным выделением газообразных веществ. Для определения наиболее эффективного топлива с учетом полученных энергетических и экологических характеристик вычислены значения относительного показателя эффективности. Использовался метод взвешенных сумм, состоящий из нескольких этапов. Сперва выбиралось наилучшее значение по каждому из регистрируемых параметров. Затем значения всех параметров нормировались относительно

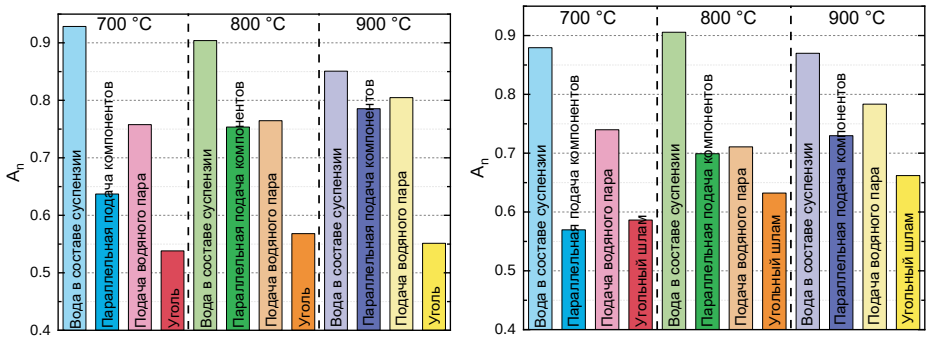
наилучшего значения, показатель эффективности которого в результате равнялся 1. Для задержки газофазного и гетерогенного зажигания, температуры зажигания и концентраций антропогенных выбросов наилучшим значением являлось минимальное в серии. Для коэффициента выгорания и максимальной температуры горения в качестве наилучшего выбиралась максимальная величина в серии. На заключительном этапе показатель эффективности топлива рассчитывался с применением выражения:

$$A_n = \sum C \cdot X,$$

где An – обобщенный показатель эффективности, C – значение весового критерия для каждого критерия сравнения, X – нормализованное значение отельного показателя.

Сумма всех весовых коэффициентов составляла 1. В рамках настоящего исследования все весовые коэффициенты принимались равными. Наилучшим при таком подходе является топливо, показатель эффективности которого ($A_n$) максимален. Результаты вычислений представлены на рисунке 1.

Вычисленные значения комплексных показателей эффективности показали, что наиболее предпочтительной схемой сжигания угольных топлив является создание водосодержащих суспензий на их основе. Совокупный показатель, объединяющий энергетические и экологические характеристики сжигания для суспензии на 7-47 % выше, чем для других рассмотренных вариантов. Наибольшая эффективность зафиксирована для суспензий на основе шлама в диапазоне температуры от 800 до 900 °C. Поэтому использование низкосортных угольных отходов для распыления водных суспензий может быть очень перспективной технологией. Парогазовая среда в камере сгорания, содержащая высокие концентрации $H_2O$, улучшает характеристики процесса инициирования горения, общую реакционную способность и снижает антропогенные выбросы при горении угольных топлив.




(а) (б)

***Рис. 1. Показатели эффективности исследуемых топлив на основе угля (а) и угольного шлама (б)***

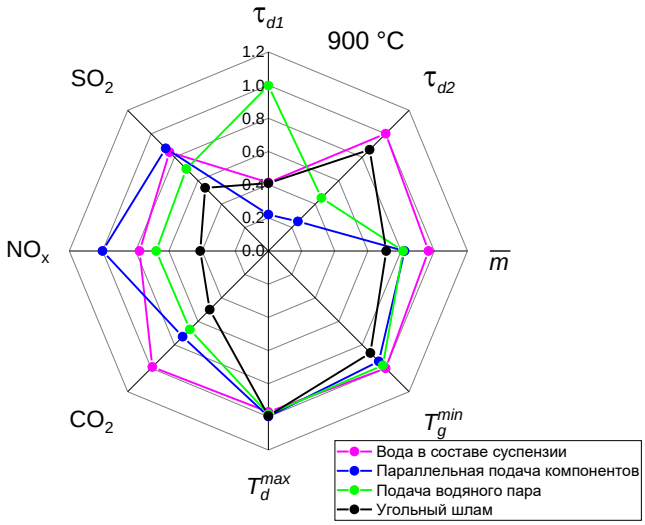



***Рис. 2. Показатели эффективности исследуемых способов сжигания угольного шлама и воды (при температуре в камере сгорания 900 °C).***

С целью иллюстрации вклада каждой составляющей в коэффициент $A_n$ на рисунке 2 приведена векторная диаграмма для топлив на основе шлама, так как при сравнении двух угольных компонентов (рисунок 1) при температуре 800 °C и 900 °C именно суспензии на основе шлама характеризовались наибольшими показателями

эффективности. Согласно полученным данным (рисунок 2) видно, что шесть из восьми рассмотренных относительных показателей для суспензии характеризуются максимальными значениями.

Площадь поверхности на векторной диаграмме для суспензии больше, чем для двух других рассмотренных способов сжигания шлама и воды. Наибольший вклад в отмеченное увеличение вносят показатели по задержкам гетерогенного зажигания, показатель выгорания и выбросы оксидов углерода.

Литература

1. Nyashina G. S., Kurgankina M. A., Strizhak P. A. Environmental, economic and energetic benefits of using coal and oil processing waste instead of coal to produce the same amount of energy //Energy Conversion and Management. – 2018. – Т. 174. – С.175-187.
2. Vershinina K. et al. The prospects of burning coal and oil processing waste in slurry, gel, and solid state. //Applied Thermal Engineering. – 2019. – Т. 156. – С.51-62.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ УУПК НА ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 220 КВ

**Коновалова Е.А., Рубан Н.Ю.**
Научный руководитель доцент Н.Ю. Рубан
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Одним из видов оборудования, которое используется в нефтегазовой промышленности, являются нефтяные буровые установки. Электроснабжение таких объектов должно быть надежным и бесперебойным, в противном случае это приводит к экономическим потерям из-за отсутствия питания электропривода буровой установки, а также к увеличению времени простоя технологических агрегатов.

Для того чтобы обеспечить бесперебойное питание потребителя, электроэнергия поставляется с помощью линий электропередач 110-330 кВ, затем через понизительную подстанцию передается по линии 6-35 кВ к установке. Так как линии 110-330 кВ достаточно протяженные, а места расположения буровых установок обычно в отдаленных районах, поэтому помимо защит, предназначенных для надежной работы буровой установки, есть необходимость рассмотреть надежность работы защиты линии электропередачи.

К тому же следует отметить, что в связи с постоянным ростом спроса на электроэнергию возникает необходимость в поддержании напряжения на постоянном уровне, так как от этого напрямую зависит качество электроэнергии. В связи с этим на сегодняшний день с данной проблемой неплохо справляются устройства *FACTS*. Это комплекс технических и инновационных средств автоматического управления параметрами линии электропередачи. Управляемое устройства продольной компенсации(УУПК) можно отнестиг к устройствам второго поколения. Основной функцией данного комплекса является плавное управление емкостным сопротивлением и тем самым плавное изменение реактивного сопротивления, что в свою очередь влияет на генерацию и потребление реактивной мощности из сети и ведет к повышению или понижению уровня напряжения и качества электроэнергии. В свою очередь изменение реактивного сопротивления сети приводит к изменению полного сопротивления линии. Как известно, основной защитой линии электропередачи является дистанционная защита, а значит данное изменение влияет и на функционирование дистанционной релейной защиты линии.

В ходе работы моделируется радиальная схема электрической сети с двусторонним питанием выполненная проводом АС300/39 [2] в прикладном программном комплексе *MATLAB Simulink*, на которой в качестве защиты от междуфазных замыканий используется дистанционная защита (рис.1).

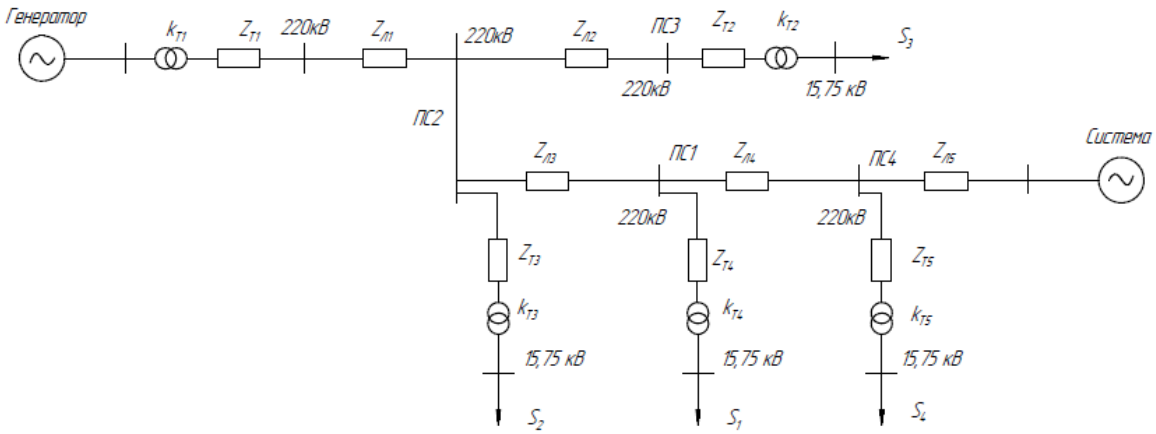



***Рис. 1. Схема замещения исследуемой электрической сети***

Для исследования работы дистанционной защиты выбрана полигональная характеристика срабатывания, реализованная в шкафе ШЭ2607 021 «ЭКРА». Расчет параметров характеристик срабатывания выполняется по следующим формулам [1].

$$z_{л1}^{I} = k_{н} z_{уд} l_{л} = k_{н} z_{л1}; z_{л1}^{II} \le 0{,}85 z_{л1} + \frac{0{,}66}{k_{т}} z_{л2}; z_{л1}^{III} > 0{,}85 z_{л1} + \frac{0{,}66}{k_{т}} z_{л2}^{II};$$

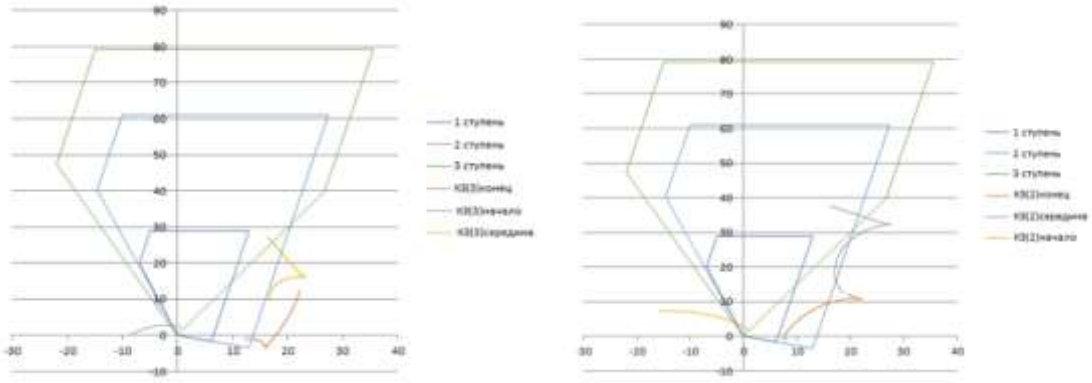
$$t_{ср}^{I} = 0; t_{ср}^{II} = t_{ср}^{I} + \Delta t; t_{ср}^{III} = t_{ср}^{II} + \Delta t;$$

***Таблица***

***Результаты расчета характеристик срабатывания и выдержек времени***

| Ступени | Комплект дистанционной защиты № 1 | |
|---|---|---|
| | $z_{у}$, Ом | $t_{ср}$, с |
| 1 ступень | 6,478+j28.95 | 0 |
| 2 ступень | 13.652+j61.009 | 0,5 |
| 3 ступень | 17.715+j79.165 | 1 |

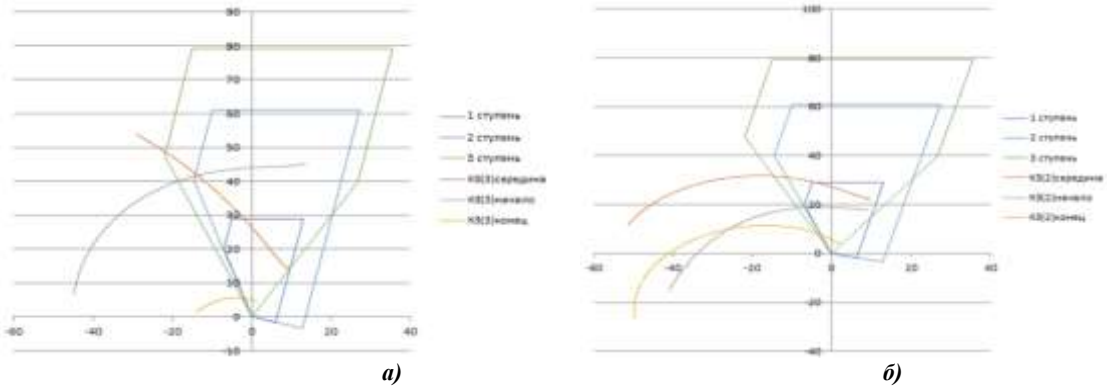
**Устройство продольной компенсации в конце линии**. Как видно из рисунка 2, селективность срабатывания защиты первой линии обеспечивается, потому что множество точек, полученных в ходе эксперимента, попадают в зону срабатывания 1 ступени. Таким образом можно сделать вывод о том, что сопротивление устройства продольной компенсации не находится в контуре КЗ. Однако, следует отметить, что если замыкание будет в начале смежной линии, то первая ступень защиты может неверно определить место КЗ, так что в данном случае устройство продольной компенсации будет входить в контур КЗ.



***а)*** ***б)***

***Рис. 2. Характеристика срабатывания комплекта дистанционной защиты при трехфазном КЗ (а) и при двухфазном КЗ (б)***

**Устройство продольной компенсации в начале линии**. Сопротивление компенсатора будет включаться в цепь КЗ, что видно по множеству точек из рисунка 3, а значит происходит изменение значения сопротивления линии при КЗ, которое измеряет дистанционный орган, что говорит о том, что защита сработает неселективно.

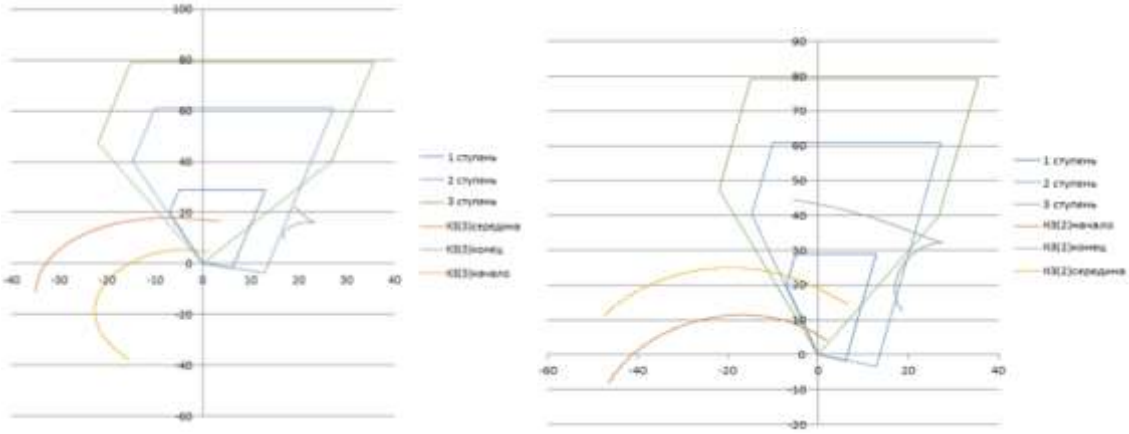


***а)*** ***б)***

***Рис. 3. Характеристика срабатывания комплекта дистанционной защиты при трехфазном КЗ (а) и при двухфазном КЗ (б)***

**Устройство продольной компенсации в середине линии**. Сопротивление компенсатора при КЗ перед компенсатором, находится вне контура КЗ, это говорит о том, что дистанционный орган должен правильно определить и измерить величину сопротивления поврежденного участка. При КЗ же за компенсатором

сопротивление компенсатора входит в контур КЗ. При трехфазном КЗ дистанционная защита отработает селективно, так как КЗ на линии в зоне действия первой ступени, а вот при двухфазном КЗ есть вероятность неселективного срабатывания защиты.



*а)* *б)*

***Рис. 4. Характеристика срабатывания комплекта дистанционной защиты при трехфазном КЗ (а) и при двухфазном КЗ (б)***

Таким образом, для повышения надежной работы линии электропередач необходимо использовать дополнительную защиту, которая не будет подвержена воздействию УУПК, помимо дистанционной, на линии с включенным в нее управляемым устройством продольной компенсации.

*Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант МК-5320.2021.4.*

Литература

1. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 7. Дистанционная защита линий 35-330 кВ. М.: издательство «Энергия», 1966 г. – 172 с. с черт.
2. Файбисовича Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.

## АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ СЕРВИСНЫХ РОБОТИЗИРОВАННЫХ ПЛАТФОРМ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЙ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

**Кремлёв И.А.**
Научный руководитель доцент А.В. Тарышкин
***ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия***

За последние несколько лет беспилотные летальные аппараты (БПЛА) получили активное распространение в качестве инструмента для проведения инженерных изысканий при обустройстве нефтегазовых месторождений. Дополнение летательных аппаратов сервисными наземными платформами позволяет создать гетерогенный робототехнический комплекс и увеличить его функциональные возможности. В настоящее время группами исследователей проводится изучение вариантов автоматизации облуживания гетерогенных робототехнических комплексов [1, 2, 3, 4]. Одним из ключевых вопросов исследований является повышение автономности беспилотных летательных аппаратов при достижении целевой задачи.

В рассматриваемой задаче проведения инженерных изысканий при обустройстве нефтегазовых месторождений сервисная платформа осуществляет пополнение энергетических ресурсов беспилотного летательного аппарата. При обслуживании аккумуляторов БПЛА в его контейнер устанавливается заряженный аккумулятор, а старый возвращается на роботизированную сервисную платформу. В ходе выполнения целевой задачи роботизированная сервисная платформа позволяет пополнить энергетические запасы БПЛА.

На рисунке 1 представлен общий алгоритм выполнения работ с указанием основных типов состояний функционирования, в которых может находится БПЛА, а также возможные переходы между ними при выполнении инженерных изысканий при обустройстве нефтегазовых месторождений.

***Рис. 1. Алгоритм взаимодействия БПЛА с сервисной платформой***

В ходе выполнения задачи по пополнению энергетических ресурсов система управления БПЛА позволяет выполнить посадку и позиционирование аппарата в требуемое положение. Следующим этапом является извлечение аккумулятора и его последующая замена. Конечным этапом является подготовка и взлет БПЛА. На рисунке 2 представлен алгоритм обслуживания БПЛА при замене аккумулятора.

***Рис. 2. Этапы обслуживания БПЛА при замене аккумулятора***

При достижении критического заряда аккумулятора БПЛА осуществляет поиск роботизированных сервисных платформ, оценивая достаточность ресурсов для пополнения энергоресурсов, а также наличия места на них. Платформы, которые не имеют достаточного количества ресурсов, позволяют выполнить только посадку беспилотного летательного аппарата. В случае полного заполнения свободных мест на платформе БПЛА возвращаются к базовому наземному центру управления.

При наличии свободного места на платформе осуществляется процесс анализирования имеющихся ресурсов роботизированной сервисной платформы, дальнейшая посадка БПЛА и его последующее обслуживание. После проведения процессов по замене или зарядке аккумулятора БПЛА совершает взлет с роботизированной сервисной платформы и продолжает выполнять целевую задачу по аэрофотосъемке местности. При отсутствии энергетических ресурсов на роботизированной сервисной платформе БПЛА выполняет посадку на ближайшей платформе и переходит в режим транспортировки [5]. В случае выполнения целевой задачи по аэрофотосъёмке или окончанию ресурсов, все беспилотные летательные аппараты переходят в режим транспортировки. Группа

роботизированных сервисных платформ в свою очередь выполняет движение к базису наземному центру управления.

Таким образом, в ходе выполнения работы были проанализированы основные этапы обслуживания и пополнения энергетических ресурсов беспилотных летательных аппаратов при проведении целевой задачи по аэрофотосъемке нефтегазового месторождения. Алгоритмические модели управления гетерогенным роботизированным комплексом позволяют осуществить достижение целевой задачи по выполнению аэрофотосъемки на нефтегазовых месторождениях с учетом максимальной автономности БПЛА [6].

Литература

1. Кремлёв И.А. Применение гетерогенных роботов при проведении инженерных изысканий на нефтегазовых месторождениях // Проблемы геологии и освоения недр. 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. – Том № 2. – С. 176 – 177.
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.

## РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

**Кренева А.Р., Стружина В.Д., Разживин И.А.**
Научный руководитель доцент И.А. Разживин
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Согласно статистическим данным потребление электроэнергии в мире стремительно увеличивается и за последние 15 лет прирост составил примерно 35-40%. В нашей стране, в соответствии с данными Росстата, годовой прирост в среднем составляет 1,5 %, а общий прирост за последние 10 лет – 18 %. Одной из основных причин, сдерживающих интеграцию ВИЭ, является изменение при этом режимов работы электроэнергетической системы, что в свою очередь оказывает существенное влияние на функционирование устройств релейной защиты и автоматики. В данной работе рассмотрим основные проблемы обеспечения корректного функционирования защиты при интеграции ВИЭ в электрическую сеть.

**Функционирование релейной защиты при наличии ВИЭ в электрической сети**

Рассмотрим варианты конфигурации распределительных сетей, а также основные проблемы обеспечения корректного функционирования защиты при внедрении ВИЭ [1, 2]:

1. Нечувствительность защиты.

Для синхронных ВИЭ ток КЗ может превышать расчетный номинальный ток в 5-6 раз. Для инверторные ВИЭ на основе фотоэлектрических элементов небольшой ток КЗ находится в диапазоне от 1.1 до 2 раз от номинального тока. Данные значения могут оказаться недостаточными для срабатывания МТЗ для схем, как показано на рисунке 1.

2. Ложное срабатывание или взаимное срабатывание. Крупномасштабное внедрение ВИЭ в распределительные сети приводит к тому, что они создают двунаправленный ток КЗ на большинстве питающих линий. Ненаправленная МТЗ не может обеспечить селективную защиту для таких сетей. Как показано на рисунке 2, при КЗ, реле R2 может сработать раньше реле R1.

В больших взаимосвязанных распределительных сетях некоторые реле могут чувствовать уровень тока, превышающий уставку, и срабатывать до того, как сработает предыдущее реле, что приводит к отключению большей части сети.

3. Проблемы секционирования. В том случае, если уровень тока КЗ выше уставки R2, то R2 сработает и изолирует ВИЭ с ее нагрузкой. Небаланс мощности в изолированной сети может привести к её неустойчивой работе.

4. Проблемы с автоматикой повторного включения. В тот момент, когда повреждение частично отключено со стороны установки АПВ, как показано на рисунке 4, оно все еще питается от ВИЭ. Создаваемый ВИЭ ток короткого замыкания может стать причиной возникновения электрической дуги через выключатель АПВ.

5. Неселективность действий. Неправильные действия защит вблизи нагрузки ведут к ложному срабатыванию защит по направлению к источникам питания.

**Особенности релейной защиты сетей с ВУЭ**

В силу хаотичности выработки электроэнергии ВЭУ, важным фактом в сети является баланс активной мощности. При резких изменениях ветровой нагрузки, приводящих к изменению активной мощности, крупные

ВЭС (мощность которых соизмерима с мощностью энергосистемы) могут оказывать влияние на частоту в сети. Данную особенность необходимо учитывать при подключении ВЭС к шинам ЭЭС, с целью заблаговременных расчетов статической устойчивости ЭЭС при различных вариантах подключения.

Устройства и оборудование в составе ВЭС имеют собственные требования к защите в зависимости от типа генератора ВЭУ и наличия преобразователя, конфигурации коллекторной системы и т.д. Для ЭЭС с ВЭУ нет универсальной методики выбора устройств и уставок релейной защиты. Каждый случай должен быть детально проработан, смоделирован и проверен. Наиболее распространенными видами ВЭУ являются ветряки 3-го и 4-го типа: ВУЭ на основе асинхронного генератора с двойным питанием и ВЭУ с синхронным генератором с постоянными магнитами. Для режима работы ВЭУ 3 и 4 типа, а, следовательно, и для ЭЭС в целом опасными являются несимметричные (одно- и двухфазные) КЗ. В силу небольшого тока КЗ, относительно номинального тока ВЭУ, они могут быть нечувствительны органами релейной защиты и вызывать тяжелые последствия для генераторов ВЭУ. Так, к примеру, для ВЭУ 3 типа в связи с возникновением напряжения обратной последовательности (которое вращается в противоположенном направлении вращения ротора), возникает скольжения около 2 о.е. Из-за высокого скольжения даже небольшие значения напряжения обратной последовательности статора могут вызвать в роторе напряжение, превышающее напряжение шины постоянного тока. В отличие от затухающего переходного процесса, вызванного симметричным трехфазным КЗ, напряжение обратной последовательности будет продолжать существовать до тех пор, пока не будет устранено несимметричное КЗ. Таким образом, если дисбаланс достаточно высок, ток ротора будет продолжать увеличивать напряжение на шине постоянного тока преобразователя, что может привести к ложной коммутации силовых ключей. В ходе изучения материала был сделан вывод, о том, что существующие методы защиты сети либо ограничивают внедрение нового оборудования, либо сложно реализуемы, либо недостаточно гибкие. Как следствие, можно говорить о необходимости разработки новых методов и средств для настройки РЗ. Одно из главных условий решения проблемы, названной выше, - возможность анализа работы основных элементов схем устройств РЗ в конкретных режимах работы сети. Это позволит оценивать процессы изменения токов и напряжений в защищаемых объектах и применяемых устройствах релейной защиты. Уже после оценки процессов изменения, можно будет формировать параметры схожие с реальными условиями функционирования настройки РЗ. Обеспечить указанную возможность в совокупности с адекватным симулятором ЭЭС позволяют детализированные математические модели РЗ. После анализа данных моделей уже можно рассматривать дальнейшее внедрение изученных и пригодных методов защиты в сети с ВИЭ.

*Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант МК-3249.2021.4*

Литература

1. Де Рензо Д. Ветроэнергетика. – Рипол Классик, 1982.
2. Венге К. и др. Возобновляемые источники энергии: теоретические основы, технологии, технические характеристики, экономика. – 2010.

## ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕЩЕНИЯ И МОЩНОСТИ СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ

**Малькова Я.Ю., Уфа Р.А., Разживин И.А.**
Научный руководитель доцент Р.А. Уфа
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия.***

Особенности функционирования объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), например, солнечных и ветряных электростанций, такие как непостоянство выработки электроэнергии, обусловленное суточными и сезонными погодными изменениями, а также несоответствие периодов максимальной генерации и потребления электроэнергии, определяют необходимость иметь в горячем резерве предсказуемую маневренную генерацию (например, дизельный генератор) или же систему накопления энергии (СНЭ), в частности, водородный накопитель. Реализация совместной установки объекта возобновляемой генерации и СНЭ является более предпочтительной в контексте актуальной климатической повестки. Установке данных объектов в энергосистему (ЭС) предшествует осуществление выбора их оптимальных параметров, в том числе, мощности и места подключения, в соответствии с оказываемым влиянием на режим работы ЭС в целом.

Процедура определения оптимальных параметров объекта ВИЭ была представлена авторами ранее, например, в [4]. В рамках же данной статьи остановимся более подробно на методике выбора параметров совместно устанавливаемой с объектом ВИЭ СНЭ. Предположим, что при рассмотрении расчетного сценария, описанного в [7], объект ВИЭ мощностью 718 кВт был установлен в узел 3 исследуемой схемы (15-узловая схема IEEE [2]).

Далее необходимо составить суточный график суммарной нагрузки схемы и генерации данного объекта ВИЭ. Ввиду того, что исследуемая схема является типовой, и отсутствуют сведения о характере потребителей, размещенных в ее узлах, для всех узлов принят обобщенный характер нагрузки [6].

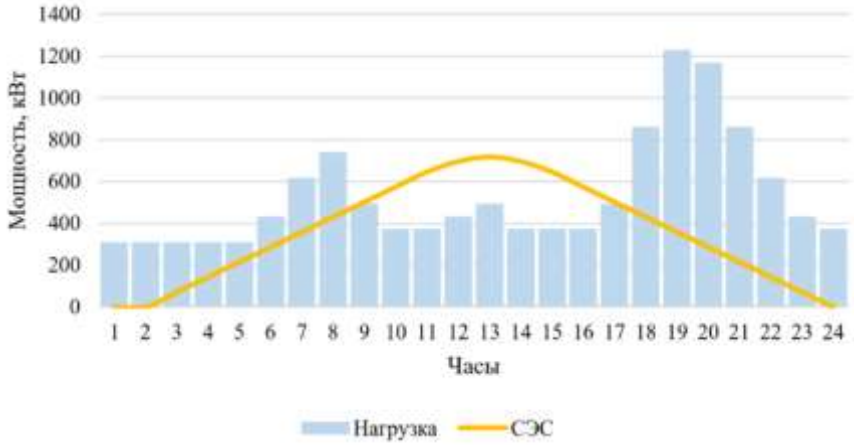



***Рис. 1. Суточный график суммарной нагрузки схемы и генерации объекта ВИЭ***

Согласно рис. 1, суммарная избыточная генерация установленного объекта ВИЭ в дневные часы, а именно с 9 до 17 часов (включительно), составляет 1764 кВт ч. Однако с учетом КПД двойного преобразования [8, 9] из избыточной электроэнергии в водород и из водорода обратно в электроэнергию для потребления нагрузкой в вечерние часы дефицита местной генерации данная величина сокращается, и располагаемая емкость накопителя составляет 917 кВт ч.

В предположении, что к установке планируются две СНЭ по 458,5 кВт каждая: первая – стационарная, размещенная в узле установки объекта ВИЭ, вторая – передвижная, рассмотрены различные сценарии разряда. Далее приведены результаты расчетов одного из них.

Выполнена разрядка обеих СНЭ за три часа, а именно за 19-ый, 20-ый и 21-ый часы исследуемых суток (рис. 1). Дополнительно установлено ограничение на выдачу мощности СНЭ: за один час не более 152,8 кВт.

***Рис. 2. Суммарные потери мощности в исследуемой схеме до и после установки СНЭ***

Согласно полученным результатам расчета для трех заданных вечерних часов, оптимальным для размещения второй (передвижной) СНЭ является узел 7, а выдаваемая накопителем мощность соответствует предельному значению установленного ограничения.

При этом, наблюдается сокращение суммарных потерь мощности в исследуемой схеме. Так, до установки СНЭ с оптимальными параметрами величина суммарных потерь мощности за сутки составляла 257 кВт (исходная схема с установленным объектом ВИЭ оптимальной конфигурации), а после установки СНЭ – 234 кВт. Таким образом, имеет место сокращение суммарных потерь мощности на 10 %.

Стоит отметить, что данная установка СНЭ, а именно:

- стационарный накопитель – узел размещения 3, мощность 458,5 кВт;
- передвижной накопитель – заряд в узле 3 и разряд в узле 7, мощность 458,5 кВт,

при разряде в течение трех вечерних часов с 19 до 21 часа (включительно), помимо сокращения суммарных потерь мощности в схеме за исследуемые сутки, характеризуется также более сглаженным графиком суммарной нагрузки

и генерации объекта ВИЭ, а также имеет экономическую целесообразность, так как разряд осуществляется в часы максимального дефицита генерации (при максимальной стоимости тарифа на электроэнергию).

Решение представленной оптимизационной задачи определения оптимальных параметров, совместно устанавливаемых объекта ВИЭ и СНЭ будет отличаться в зависимости от заданной целевой функции, а также наложенных граничных и расчетных условий для обоих объектов. В частности, целевая функция может быть представлена не одним критерием оптимизации (в данном случае величиной суммарных потерь мощности), а функциональной зависимостью, например, линейной, тех или иных критериев, принятых в соответствии с исходными данными той или иной задачи.

В контексте же обозначенной задачи и на примере исследуемой схемы может быть осуществлен одновременный учет влияния внедрения совместно устанавливаемых объектов ВИЭ и СНЭ как на режимные параметры ЭС, так и на регулирование и планирование стоимости тарифа на электроэнергию (экономический фактор) [1, 3]. Кроме того, частичный переход на возобновляемую генерацию способствует сокращению величины углеродного следа [5], что также может быть учтено при формировании целевой функции для проведения всестороннего анализа оптимальности размещения проектируемых объектов.

Таким образом, установлено, что для обеспечения надежности электроснабжения конечного потребителя при планировании нового ввода местной генерации (объекта ВИЭ) необходимо рассматривать его совместную установку со СНЭ, в частности, водородным накопителем. Для оценки емкости водородного накопителя осуществляется оценка величины избыточной генерации объекта ВИЭ с учетом КПД преобразований, происходящих в самом накопителе. После чего следует рассмотреть все возможные сценарии разряда данной емкости, а именно для формирования сценариев можно варьировать:

- количество и тип СНЭ;
- распределение мощности между СНЭ;
- ограничение по выдаче мощности за интервал времени;
- период времени разряда (указание конкретных часов и их количества).

В результате чего, из всех рассмотренных вариантов установки СНЭ будет выбран оптимальный, соответствующий минимальному значению заданной в контексте конкретной задачи целевой функции и при выполнении всех наложенных ограничений.

*Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант МК-3249.2021.4.*

Литература

1. Ahmadi B., Ceylan O., Ozdemir A. A multi-objective optimization evaluation framework for integration of distributed energy resources //Journal of Energy Storage. – 2021. – Т. 41. – С. 103005.
2. Sudhakar T. D. et al. Modeling and simulation of distribution network with the integration of distribution generator using Matlab //Indian Journal of Science and Technology. – 2016. – Т. 9. – №. 12. – С. 1-7.
3. Suresh M. C. V., Belwin E. J. Optimal DG placement for benefit maximization in distribution networks by using Dragonfly algorithm //Renewables: Wind, Water, and Solar. – 2018. – Т. 5. – №. 1. – С. 1-8.
4. Ufa R. A. et al. Algorithm for optimal pairing of res and hydrogen energy storage systems //International Journal of Hydrogen Energy. – 2021. – Т. 46. – №. 68. – С. 33659-33669.
5. Wu, Q. Multi-objective Optimization of Integrated Renewable Energy System Considering Economics and CO2 Emissions [Text] / Q. Wu, J. Zhou, S. Liu, X. Yang, H. Ren // Energy Procedia. – 2016. – V. 104. – P. 15-20. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.12.004.
6. Будзко И. А., Лещинская Т. Б., Сукманов В. И. Электроснабжение сельского хозяйства //М.: Колос. – 2000. – Т. 536.
7. Малькова Я. Ю., Уфа Р. А., Мыцко Е. А. Разработка алгоритма определения оптимального места и мощности объекта генерации в электрической сети // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2021. – №. 39. – С. 34-53.
8. Петин С. Н. Энергетическая эффективность производства и потребления водорода //Вестник Московского энергетического института. – 2019. – №. 2. – С. 29-36.
9. Филимонова А. А. и др. Электрохимические технологии для автомобилей на водородном топливе //Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. – 2021. – Т. 23. – №. 2. – С. 104-115.

# ПРИМЕНЕНИЕ АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИНЕРЦИОННОГО ОТКЛИКА ПО ЧАСТОТЕ

**Мицкевич Р.В., Рубан Н.Ю.**
Научный руководитель доцент Н.Ю. Рубан
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия.***

В настоящее время одним из актуальных векторов развития энергетических систем является интеграция распределенной генерации и электростанций на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Ежегодное увеличение количества проектов по внедрению объектов ВИЭ обусловлено стремлением человечества уменьшить углеродный след своей деятельности, развитием технологий и экономической привлекательности таких проектов. Для локальных энергорайонов генерация ВИЭ занимает значительную роль в электроснабжении потребителей. Традиционная генерация вынуждена подстраивать свои режимы работы под стохастический характер выработки ВИЭ, обеспечивать маневренность и резерв регулирования.

В данной работе рассматриваются энергоустановки ВИЭ применяющие в своей топологии связи с сетью энергосистемы силовые преобразователи на базе силовой электроники. Такими установками являются фотоэлектрические электростанции (ФЭС) и ветряные электростанции (ВЭС) типа 3 и 4 [2, 4]. Особенностью динамических характеристик системы связи объектов ВИЭ с сетью энергосистемы является отсутствие инерции, что приводит к эквивалентному снижению инерции всего энергорайона. Что в свою очередь приводит к уменьшению запаса устойчивости энергосистемы и усложнению задач управления режимными параметрами энергорайона в случае возникновения возмущений и анормальных режимов. В частности, увеличивается предельное отклонение частоты и скорости ее изменения [1].

В данной работе производится оценка применимости алгоритмов синтетической инерции для различных типов ВИЭ. Работа алгоритмов аналогична для ВИЭ, подключаемых к сети через силовые преобразователи. Инерционный отклик обеспечивается вводом управляющего воздействия в систему регулирования широтно-импульсной модуляции преобразователей для обеспечения дополнительной выдачи активной составляющей тока в сеть энергосистемы. Обеспечивается кратковременное высвобождение накопленной дополнительной активной мощности пропорциональное изменению частоты в энергосистеме и настройкам регуляторов систем управления [4]. Входной величиной регулятора является сигнал угловой частоты сети, определяется ее отклонение от номинальной уставки и скорость изменения. Параметры регуляторов рассчитываются индивидуально для каждой энергосистемы, для отстройки от нестабильности, вызванной ограниченной полосой пропускания df/dt. Изменение коэффициентов $K_{in}$ и $K_d$ позволяет варьировать величину отклика мощности и влиять на характеристики процесса снижения частоты. Структурная схема модуля синтетической инерции представлена на рисунке 1.

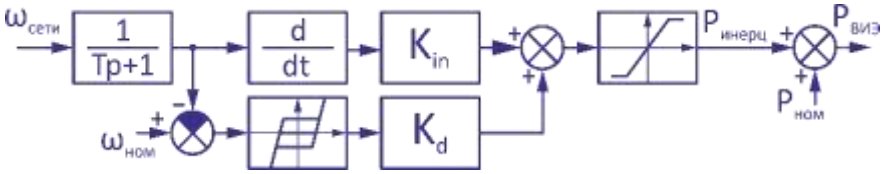



***Рис. 1. Структурная схема модуля синтетической инерции***

Для проведения расчетных опытов была создана расчетная модель изолированного энергорайона, состоящего из трех моделей электростанций, две из которых представлены моделями гидроэлектростанции (ГЭС) с классическими агрегатами и одной моделью электростанции на базе ВИЭ. Узлы электростанций и нагрузки объединены кольцевой сетью 110 кВ. Структурная схема сети энергорайона представлена на рисунке 2.

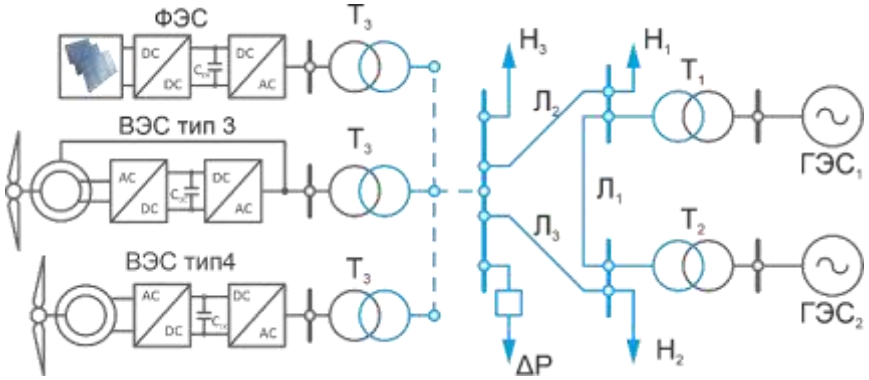



***Рис. 2. Структурна схема сети исследуемого энергорайона***

В нормальном режиме в энергорайоне обеспечивается баланс активной мощности, частота сети поддерживается на требуемом уровне 50 Гц регуляторами ГЭС. Установленные мощности электростанций эквиваленты друг другу и составляют 20 МВт. Для сравнительного анализа инерционного отклика различных

типов ВИЭ принят сценарий нарушения баланса активной мощности путем наброса нагрузки ΔP 1 МВт, при котором рассматривался процесс снижения частоты в сети. Расчет модели произведен для каждого типа ВИЭ в отдельности при прочих равных условиях. В результате выполнения серии опытов при варьировании величин коэффициентов $K_{in}$ и $K_d$ регулятора синтетической инерции получены осциллограммы частоты сети и выдаваемой мощности электростанций. Результаты оценки максимального отклонения и скорости изменения частоты сети согласно полученным осциллограммам представлены на рисунках 3 и 4.

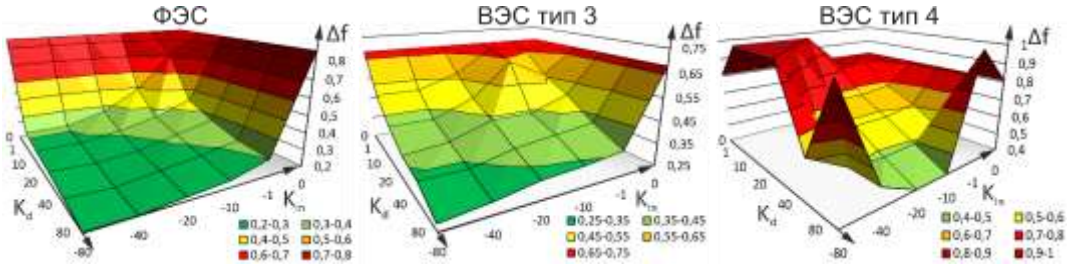



***Рис. 3. Графики зависимости предельного отклонения частоты от величины коэффициентов $K_{in}$ и $K_d$***

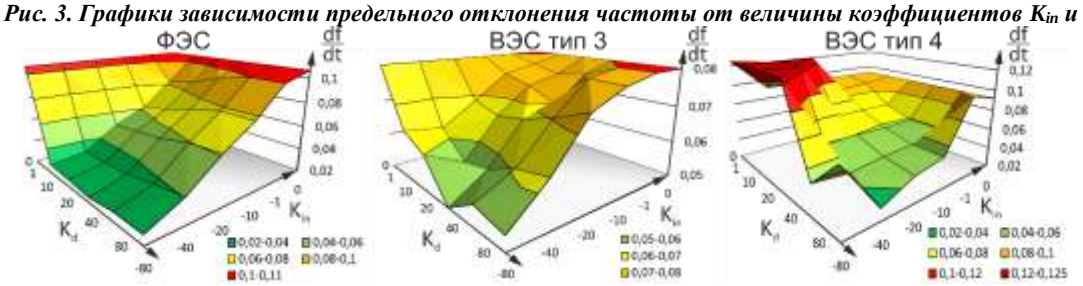



***Рис. 4. Графики зависимости скорости изменения частоты от величины коэффициентов $K_{in}$ и $K_d$***

Увеличение модуля величины коэффициента $K_{in}$ регулятора в канале по скорости изменения частоты приводит к значительному уменьшению предельного отклонения частоты и снижению скорости изменения частоты для всех типов электростанций на базе ВИЭ. Коэффициент $K_{in}$ определяет крутизну и амплитуду импульса дополнительной мощности от ВИЭ через преобразователи в сеть. Увеличение величины коэффициента $K_d$ регулятора в канале по отклонению частоты так же приводит к уменьшению предельного отклонения частоты, но слабо способствует снижению скорости снижения частоты. Коэффициент $K_d$ определяет амплитуду и длительность импульса дополнительной мощности от ВИЭ через преобразователи в сеть.

Наиболее высокими характеристиками устойчивости на всем исследуемом диапазоне величин коэффициентов регулятора синтетической инерции обладают ФЭС и ВЭС типа 3, что обуславливается конструктивными особенностями систем подключения к сети и принципом накопления и выдачи дополнительной мощности в сеть. Для ФЭС применяется система накопления энергии в виде блоков конденсаторных либо аккумуляторных батарей в цепи постоянного тока. Также возможно применение системы недогрузки солнечных панелей смещения точки выдачи максимальной мощности. Для ВЭС 3 и 4 типа, применяется принцип выдачи дополнительной активной мощности высвобождая накопленную кинетическую энергию ветрового колеса ветроэнергоустановки путем затормаживания ротора [3]. Наименьшая устойчивость ВЭС типа 4 обуславливается реактивным набором скорости ветрового колеса свыше номинальной после торможения ротора воздействием модуля синтетической инерции.

Применение модуля синтетической инерции при правильной настройке коэффициентах $K_{in}$ и $K_d$ позволяет существенно уменьшить максимальное отклонение и скорость изменения частоты сети. Но при неправильно подобранных коэффициентах наблюдаются нарушение динамической устойчивости установок ВИЭ, в результате неправильной работы регуляторов силовых преобразователей появляются колебания частоты и мощности в узле подключения ВИЭ. Наиболее предпочтительными для применения алгоритма синтетической инерции являются электростанции на базе ФЭС и ВЭС типа 3.

*Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант МК-5320.2021.4.*

## Литература

1. Dreidy M., Mokhlis H., Mekhilef S. Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review //Renewable and sustainable energy reviews. – 2017. – Т. 69. – С.144-155.
2. Rahmann C., Mayol C., Haas J. Dynamic control strategy in partially - shaded photovoltaic power plants for improving the frequency of the electricity system //Journal of Cleaner Production. – 2018. – Т. 202. – С.109-119.
3. Ramesh M., Yadav A. K., Pathak P. K. An extensive review on load frequency control of solar - wind based hybrid renewable energy systems //Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects. – 2021. – С. 1-25.
4. Singhvi V. et al. Impact of wind active power control strategies on frequency response of an interconnection //2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting. – IEEE, 2013. – С. 1-5.

## МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

**Рудник В.Е., Рубан Н.Ю., Бай Ю.Д.**
Научный руководитель доцент Р.А. Уфа
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

В современном мире наблюдается тенденция постоянно растущего спроса на электроэнергию. Большинство стран заинтересовано на сокращении традиционной генерации на базе ископаемого топлива. И одним из основных векторов развития энергетики является внедрение новых генерирующих установок на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [13]. Согласно отчету Международного энергетического агентства [18] увеличение установленной мощности ВИЭ в 2020 году составило приблизительно 290 ГВт активной мощности, что больше почти на 40 % по сравнению с 2019 г. стоит отметить что, рекордный рост был обусловлен увеличением на 20% новых солнечных электростанций.

Объекты ВИЭ в своем составе используют силовые преобразователи (СП) для подключения их к сети. Данный аспект приводит к полному отсутствию прямого соединения с сетью и, соответственно, вклада в общую инерцию энергосистемы. Данные особенности устройств на базе силовой полупроводниковой техники существенно изменяют различные свойства электроэнергетических систем (ЭЭС) ввиду отличающейся динамики функционирования СП, особенно его системы автоматического управления (САУ), если рассматривать их в сравнении с традиционными генерирующими установками ЭЭС. Постоянный рост уровня внедрения ВИЭ, который может продлится как минимум до 2030 года согласно «Парижскому соглашению» [8], может привести к значительному снижению надежности функционирования современных ЭЭС в нормальных и аварийных режимах работы [6, 7, 9, 10].

Одной из основных проблем, является обеспечение устойчивости ЭЭС как динамической, так и статической [5, 15]. Возникновение данной проблемы связано с внедрением безынерционных объектов ВИЭ, в том числе путём замены традиционной генерации, что приводит к уменьшению резерва мощности и общей инерционности ЭЭС. Это приводит к увеличению скорости изменения частоты сети при возникновении небаланса мощности [3]. В итоге в энергосистемах с низкой инерцией просадка частоты гораздо больше при аналогичных возмущениях по сравнению с традиционными ЭЭС [12, 16].

Для обеспечения надёжного и бесперебойного функционирования ЭЭС с низкой инерцией и снижения негативных последствий от внедрения объектов ВИЭ необходим комплекс решений, направленный на адаптацию их САУ [2]. Из-за необходимой массовости использования различных алгоритмов В САУ, разрабатываемые решения должны быть простыми и надёжными. В настоящее время разработано несколько подходов, направленных на решение данной проблемы:

1. Использования в составе САУ СЭС блока синтетической инерции (СИ).
2. Корректная настройка блока фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) [4, 11, 17]. Блок ФАПЧ используется для измерения частоты сети, и благодаря своему достаточно простому исполнению является наиболее доступным и широко используемым [1].
3. Использование режима «недогрузки» СЭС.

Так же возможна комбинация выше перечисленных решения для формирования оптимального частотного отклика и эффективного поддержания устойчивой работы ЭЭС в целом.

На рисунке представлена структурная схема солнечной электростанции с модернизированной САУ.

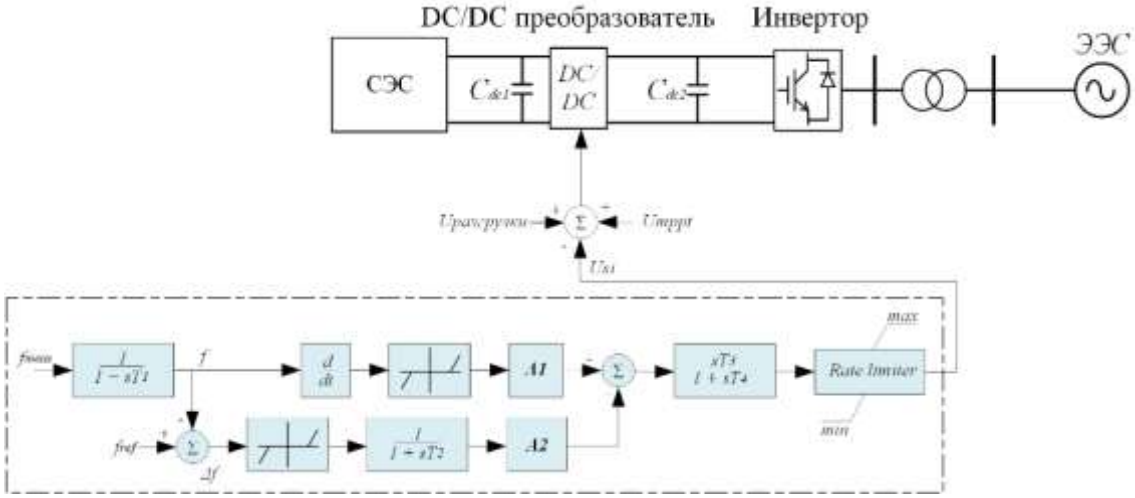



***Рис. Структурная схема солнечной электростанции с модернизированной САУ, в состав которой входит возможность использования режима «недогрузки» СЭС, а также блок двухканальной синтетической инерции***

Блок СИ с двухканальным управлением работает следующим образом: при возникновении колебаний частоты в энергосистеме, в системе управления СЭС к уставке по напряжению DC/DC преобразователя добавляется сигнал Usi. Данный сигнал формируется двухконтурной схемой управления, включающей контур контроля производной частоты df/dt и контур отклонения частоты Δf [19].

Использование солнечных электростанций для регулирования частоты в аварийных режимах возможно двумя способами. Первый способ заключается в использовании система накопления электроэнергии для выдачи резервной мощности, и второй способ заключается в режиме «недогрузке» СЭС в установившемся режиме. В [14] показывается, что первый способ имеет высокую стоимость, в связи с этим наиболее оптимальным в настоящее время является вариант использования режима «недогрузки» СЭС.

*Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, грант МК-5320.2021.4.*

Литература

1. Arani M. F. M., El-Saadany E. F. Implementing virtual inertia in DFIG-based wind power generation //IEEE Transactions on Power Systems. – 2012. – Т. 28. – №. 2. – С. 1373-1384.
2. Bevrani H., Ise T., Miura Y. Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives //International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2014. – Т. 54. – С.244-254.
3. Cheng Y. et al. Smart frequency control in low inertia energy systems based on frequency response techniques: A review //Applied Energy. – 2020. – Т. 279. – С. 115798.
4. Huang S. H. et al. Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: ERCOT experience //2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. – IEEE, 2012. – С. 1-7.
5. Johnson S. C., Rhodes J. D., Webber M. E. Understanding the impact of non-synchronous wind and solar generation on grid stability and identifying mitigation pathways //Applied Energy. – 2020. – Т. 262. – С. 114492.
6. JWG C2/C4.41: Impact of High Penetration of Inverter-based Generation on System Inertia of Networks [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://e-cigre.org/publication/wbn022-impact-of-high-penetration-of-inverter-based-generation-on-system-inertia-of-networks.
7. Liu H. et al. Subsynchronous interaction between direct-drive PMSG based wind farms and weak AC networks //IEEE Transactions on Power Systems. – 2017. – Т. 32. – №. 6. – С. 4708-4720.
8. National Grid, Voltage and Frequency Dependency. National Grid, 2018 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/SOFReport-Fr %equencyandVoltageassessment.pdf.
9. Nguyen H. T. et al. Frequency stability enhancement for low inertia systems using synthetic inertia of wind power //2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting. – IEEE, 2017. – С. 1-5.
10. OECD. World electricity generation by source of energy: Terawatt hours (TWh). Paris: OECD Publishing; 2016. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://doi.org/10.1787/factbook-2015-en.
11. Hu Q. et al. Large signal synchronizing instability of PLL-based VSC connected to weak AC grid //IEEE Transactions on Power Systems. – 2019. – Т. 34. – №. 4. – С. 3220-3229.
12. Razzhivin I. et al. A Hybrid Simulation of Converter-Interfaced Generation as the Part of a Large-Scale Power System Model //International Journal of Engineering and Technology Innovation. – 2021. – Т. 11. – №. 4. – С. 278.
13. Renewable Energy Market Update 2021 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-2021.
14. Seneviratne C., Ozansoy C. Frequency response due to a large generator loss with the increasing penetration of wind/PV generation–A literature review //Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. – Т. 57. – С.659-668.
15. Sinsel S. R., Riemke R. L., Hoffmann V. H. Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources—a review //renewable energy. – 2020. – Т. 145. – С. 2271-2285.
16. Wang Y. F., Li Y. W. Analysis and digital implementation of cascaded delayed-signal-cancellation PLL //IEEE Transactions on Power Electronics. – 2010. – Т. 26. – №. 4. – С. 1067-1080.
17. Wu, J. Z. Integrated energy systems / J. Z. Wu, J. Y. Yan, H. J. Jia, N. Hatziargyriou, N. Djilali, H. B. Sun // Applied Energy. – 2016. – V. 167. – P. 155–157. doi:10.1016/j.apenergy.2016.02.075.
18. Zarina P. P., Mishra S., Sekhar P. C. Exploring frequency control capability of a PV system in a hybrid PV-rotating machine-without storage system //International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2014. – Т. 60. – С.258-267.
19. Zhong C., Zhou Y., Yan G. Power reserve control with real-time iterative estimation for PV system participation in frequency regulation //International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2021. – Т. 124. – С. 106367.

# ПОДАВЛЕНИЕ ГОРЕНИЯ ГОРЮЧИХ ВЕЩЕСТВ В УСЛОВИЯХ ВОЗДЕЙСТВИЯ ОГНЕТУШАЩИХ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ ВОДЫ СО СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫМИ ДОБАВКАМИ

**Свириденко А.С. [1], Пономарев К.О.[2]**
Научный руководитель доцент А.О. Жданова
***[1]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***
***[2]Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия***

Природные [2–4] пожары являются актуальной проблемой всего мирового сообщества. Для локализации пожаров самым распространенным огнетушащим составом является вода. Однако использование данного огнетушащего состава не является эффективным в процессе тушения из-за высокого поверхностного натяжения. В следствие чего для повышения эффективности подавления пламенного горения и термического разложения горючих веществ применяют специализированные добавки к воде [3]. Широкое применение получили следующие химические добавки: пенообразователь, бишофит, ФР-Лес 01. Цель работы – определение оптимальных условий и характеристик распыления жидкостных составов для снижения температуры в зоне горения типичных горючих материалов разного агрегатного состояния.

При создании жидкостных составов на основе воды использовались типичные для практики массовые и объемные концентрации химических добавок: пенообразователь (5 % масс.) [1, 6], бишофит (10 % масс.) [1], ФР-Лес 01 (20 % масс.). В качестве горючих материалов использовались: древесина хвойных пород, смесь лесного горючего материала (ЛГМ). Масса и площади навесок выбраны из типичных диапазонов: масса 25–50 г [1, 5]; плотность смеси ЛГМ $\rho_f$ = 30–87 кг/м$^3$, плотность древесины хвойных пород $\rho_f$ = 42–107 кг/м$^3$. В данной работе масса твердого горючего материала составляла 30 г, размеры навесок горючего материала для древесины и смеси ЛГМ соответствовали площадям 100 см$^2$ и 324 см$^2$.

Схема экспериментальной установки приведена на рисунке. Экспериментальные исследования проводились в три этапа. На первом этапе определялись времена выгорания горючих материалов. Второй этап исследований заключался в определении дисперсности аэрозоля огнетушащих составов в трех режимах генерации. В заключительном третьем этапе выполнялось определение минимальных объемов огнетушащих составов, необходимых для подавления пламенного горения и термического разложения модельных очагов горения.

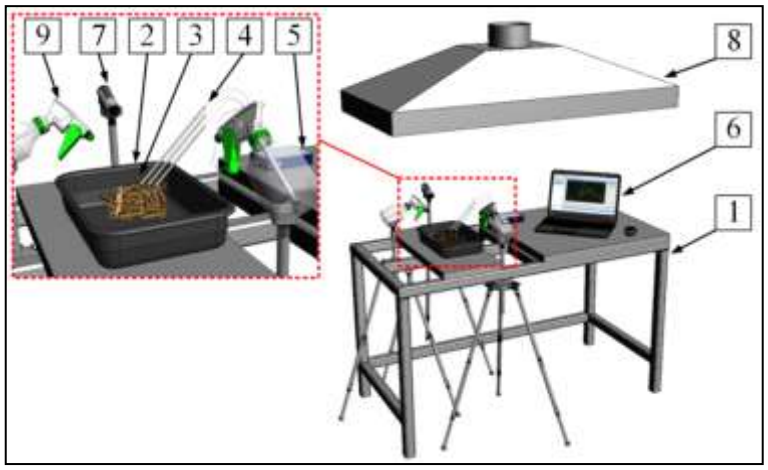



***Рис. Экспериментальный стенд: 1 – лабораторный стол; 2 –поддон; 3 – горючий материал; 4 – термопары; 5 – система сбора данных National Instruments; 6 – ноутбук; 7 – видеокамера; 8 – вытяжная система; 9 – система орошения (пульверизаторы)***

На первом этапе установлено, что времена выгорания горючих материалов составляет: для древесины 628 с, смесь ЛГМ 584 с. Второй этап экспериментальных исследований позволил установить, что в первом и втором режимах распыления огнетушащего состава – вода сконцентрирована в каплях с размерами $R_d$=0.016–0.040 мм, в третьем режиме распыления – в каплях с размерами $R_d$=0.016–0.048 мм. При мелкодисперсном распылении аэрозоля эмульсии пенообразователя установлено, что в первых двух режимах распыления огнетушащий состав сконцентрирован в каплях с размерами $R_d$=0.016–0.032 мм, в третьем режиме распыления – в каплях с размерами $R_d$=0.024–0.072 мм. В результате адсорбции поверхностное натяжение воды становится заметно ниже при растворении в ней небольшого количества пенообразующего компонента. Как следствие, размеры капель эмульсии несколько ниже, чем полученные в опытах с водой. Установлено, что в первых двух режимах распыления огнетушащий состав раствора бишофита сконцентрирован в каплях с размерами $R_d$=0.016–0.040 мм, в третьем режиме распыления – в каплях с размерами $R_d$=0.024–0.056 мм.

Данная зависимость может быть обусловлена тем, что свойства эмульсии пенообразователя и раствора бишофита существенно отличаются от свойств воды без примесей. Для раствора ФР-Лес 01 установлено, что в первом режиме распыления огнетушащий состав сконцентрирован в каплях с размерами $R_d$=0.016–0.104 мм, во втором режиме – в каплях с размерами $R_d$=0.016–0.120 мм, в третьем режиме распыления – в каплях с размерами $R_d$=0.032–0.151 мм. По результатам распределения капель разного размера в потоке раствора ФР-Лес 01 можно

предположить, что капли этого огнетушащего состава будут долетать до поверхности термически разлагающегося материала и доминирующим механизмом подавления горения последнего будет охлаждение горящей поверхности.

На третьем этапе установлено, что при тушении древесины и смеси ЛГМ водой необходимо минимум 2 впрыска ($V_{fec}$=1.3 мл) с размерами капель $R_d$=0.016–0.040 мм. Раствор пенообразователя (5%) наиболее эффективно использовать при генерации в 3 режиме распыления с размерами капель $R_d$=0.024–0.072 мм. Необходимый объем составляет $V_{fec}$=0.65 мл, что соответствует одному впрыску. При использовании раствора бишофита (10%) необходимо использовать раствор с размерами капель $R_d$=0.016–0.040 мм (1 режим распыления). Минимальный объем огнетушащего состава, необходимый для локализации модельного очага возгорания составляет $V_{fec}$=0.65 мл. При использовании на практике огнетушащего раствора ФР-Лес 01 (20%) для эффективного подавления горения и термического разложения древесины и смеси ЛГМ целесообразно использовать аэрозоль с размерами капель $R_d$=0.032–0.151 мм. По результатам проведенных опытов установлено, что эффективная локализация горения достигается одним впрыском.

По результатам экспериментов определены характеристики взаимосвязанных физико-химических процессов и фазовых превращений в условиях взаимодействия капель перспективных тушащих жидкостей с продуктами сгорания горючих веществ. Определены минимальные объемы огнетушащих составов и времена, затраченные на подавление пламенного горения и термического разложения типичных твердых и конденсированных горючих материалов. Зарегистрированы основные интегральные характеристики аэрозольного распыления типичных огнетушащих составов на основе воды.

*Работа выполнена при поддержке гранта Российского научного фонда (проект 21-79-00030, https://rscf.ru/project/21-79-00030/).*

Литература

1. Антонов Д. В. и др. Влияние специализированных добавок на эффективность локализации пламенного горения и термического разложения лесных горючих материалов //Пожаровзрывобезопасность. – 2018. – Т. 27. – №. 9. – С. 5-16.
2. Belval E. J. et al. A historical perspective to inform strategic planning for 2020 end-of-year wildland fire response efforts //Fire. – 2022. – Т. 5. – №. 2. – С. 35.
3. Kopylov N.P., Moskvilin E.A., Fedotkin D.V., Strizhak P.A. Influence of viscosity of fire-extinguishing solution on forest fires extinguish using aviation, Lesotekhnicheskii Zhurnal // Forestry Engineering Journal. 6. (2016) 62–67 (in Russian). https://doi.org/10.12737/23436.
4. Voitkov I. S. et al. Physicochemical processes in the interaction of aerosol with the combustion front of forest fuel materials //Journal of Applied Mechanics and Technical Physics. – 2018. – Т. 59. – №. 5. – С. 891-902.
5. ГОСТ Р 50588-2012 Пенообразователи для тушения пожаров. Общие технические требования и методы испытаний (с Поправкой) - М.: Стандартинформ, 2012. – 24 с.

## ИССЛЕДОВАНИЕ НЕСТАБИЛЬНОСТИ ТОНКОГО СЛОЯ РАСТЕКАЮЩЕЙСЯ КАПЛИ ЭМУЛЬСИИ В РЕЖИМЕ ПЛЕНОЧНОГО КИПЕНИЯ

**Семёнова А.Е., Ашихмин А.Е., Хомутов Н.А.**
Научный руководитель доцент М.В. Пискунов
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Процесс растекания капли эмульсии «вода-в-масле» после взаимодействия с твердой нагретой поверхностью в режиме пленочного кипения сопровождается появлением неустойчивого равновесия (нестабильностями). Причины появления нестабильностей довольно мало изучены. Известно, что механизм разрушения строится на основе дестабилизации на стыке конвективных валков (т.е. на границах конвективных ячеек). Этот процесс приводит к формированию тонких жидкостных мостов вокруг ячеек, которые впоследствии при истончении разрушаются на мелкодиперсные микрокапли – вторичные фрагменты [1, 3]. Немногочисленные исследования данного явления направлены, в основном, на изучение и прогнозирование последствий разрушения т.е. режимах, механизмах и особенностях процесса, а также его характеристиках – количестве и размере вторичных фрагментов. Настоящее исследование направлено на определение факторов, способствующих появлению неустойчивого равновесия (нестабильности) в тонком слое растекающейся капли топливной эмульсии после взаимодействия с твердой нагретой до 350–400 °C поверхностью при числах Вебера *We*=160–310 и наличии устойчивого пограничного парового слоя.

Для приготовления эмульсий «вода-в-масле» использовались лабораторная вода высокой степени очистки и углеводород н-додекан. Компонентный состав полученных эмульсий, а также их свойства приведены в Таблице. Здесь У/В обозначает объемное соотношение углеводорода и дистиллированной воды. Поверхностно-активное вещество (ПАВ) Span 80 применялось для стабилизации эмульсий. Экспериментальный стенд для исследования процесса растекания содержит следующее оборудование: две высокоскоростные камеры для съемки процесса растекания снизу и сбоку, ПК, систему генерации капель и сапфировую подложку, нагреваемую снизу до температур *T*=350 °C и *T*=400 °C. Выбранные температуры, соответствуют режиму пленочного кипения.

***Таблица***

***Компонентный состав и свойства исследуемых эмульсий***

| Эмульсия | У/В | ПАВ, об.% | Поверхностное натяжение, мН/м | Плотность, кг/м$^3$ | Кинематическая вязкость, мм$^2$/с | Динамическая вязкость, мПа·с |
|---|---|---|---|---|---|---|
| н-додекан | 100/0 | - | 23,34 | 750 | 1,84 | 1,38 |
| E1,98vol% | 98/2 | 0,99 | 25,01 | 742 | 2,10 | 1,56 |
| E4,95vol% | 95/5 | 0,99 | 24,74 | 746 | 2,25 | 1,68 |
| E9,90vol% | 90/10 | 0,99 | 25,62 | 757 | 2,30 | 1,74 |
| E19,80vol% | 80/20 | 0,99 | 25,87 | 762 | 2,73 | 2,08 |

Для изучения возникновения нестабильности в движущемся слое жидкости при варьировании доли дисперсной фазы определены значения средних скоростей растекания капли $U_{spr}$ как функции от *We* (Рис. 1). Показано, что увеличение *We* способствует линейному и довольно существенному росту $U_{spr}$ (до 40 %) в случае обоих рассмотренных температур поверхности *T* для всех изучаемых жидкостей. Также сделан вывод о том, что при растекании капли до максимального диаметра эмульгирование не вносит заметного вклада при оценке $U_{spr}$; эта характеристика преимущественно зависит от начальной скорости капли $U_0$. При этом, время растекания капли до максимального диаметра аналогичным образом зависит от *We*.

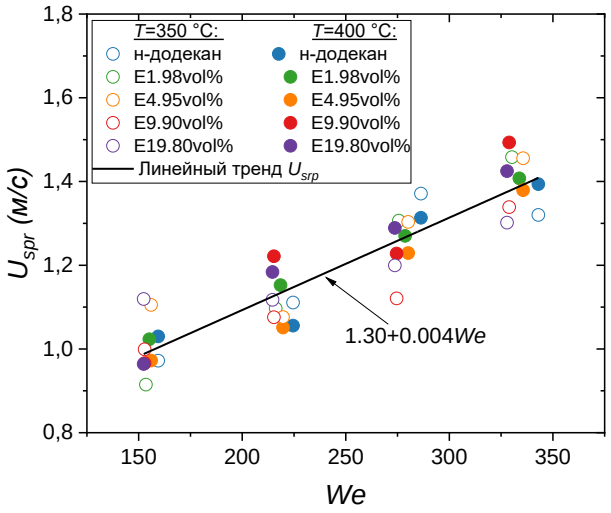



***Рис. 1. Средняя скорость растекания капель н-додекана и эмульсий на его основе***

Одной из задач при анализе влияния скорости растекания на формирование нестабильности в тонком слое (ламелле) являлось установление характерного момента дестабилизации относительно фаз взаимодействия капли с поверхностью, а именно фаз растекания и релаксации (стекания). Предполагается, что решение такой задачи позволит впоследствии количественно оценить природу нестабильности ламеллы в рассматриваемых экспериментальных условиях.

Для определения момента дестабилизации тонкого слоя вводится параметр $t_H/t_{max}$ – безразмерное время задержки дестабилизации тонкого слоя относительно момента максимального растекания капли (Рис. 2). В случае $t_H/t_{max}$ >1, появление первого воздушного отверстия в ламелле происходило в течение фазы релаксации; при $t_H/t_{max}$ <1, то в течение фазы растекания. Установлено, что дестабилизация ламелл капель эмульсий во всех случаях происходит в фазе релаксации, т.е. при стекании капли. В отношении капель н-додекана можно заключить, что в целом дестабилизация происходит раньше, а в некоторых случаях даже в фазе растекания, в частности в случае *We*≈260 и *We*≈340 при *T*=400 °C. При этом, поскольку существенных различий в значениях параметра $t_H/t_{max}$ для капель эмульсий с разной концентрацией дисперсной фазы не наблюдается, то правомерно утверждать, что эмульгирование существенно задерживает дестабилизацию вне зависимости от доли воды в эмульсии.

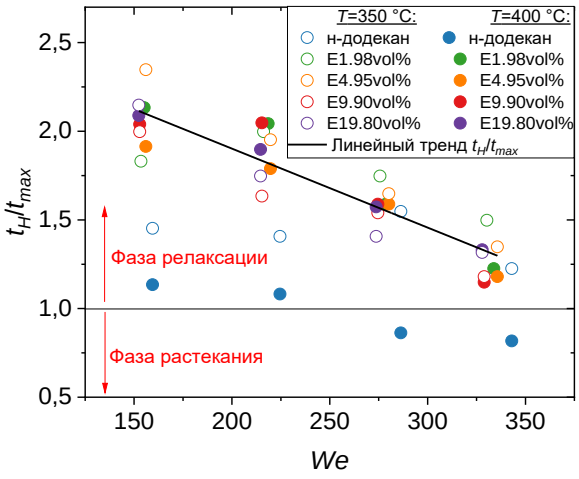



***Рис. 2. Значения параметра $t_H/t_{max}$ в зависимости от We***

Для того, чтобы оценить характерные температурные разницы для расчёта чисел *Ra* и *Ma*, а также рассмотреть динамику распада тонкой плёнки, необходимо определить возможные неустойчивости плёнки жидкости в состоянии Лейденфроста. Перечислим факторы, которые приводят к неустойчивости границы раздела фаз: 1) колебания нижней свободной границы плёнки; 2) колебания верхней границы плёнки; 3) колебания на торце плёнки и пальцеобразование (появление, рост и распад пальцев); 4) образование воздушных пузырей на краях капли и их схлопывание; 5) образование локальных мест касания жидкости стенки и рост пузырьков пара (гетерогенное кипение); 6) гетерогенное ньюклеобразование внутри плёнки жидкости; 7) гомогенная нуклеация внутри жидкости; 8) возмущения свободной поверхности из-за течения Рэлея и Марангони. Некоторые факторы исключаются на основании очевидных причин. Так, температура жидкости близка к насыщению. Для додекана, температура насыщения пара при кипении и при атмосферном давлении примерно равна 216 °C. Гомогенное кипение (фактор 7) основной фазы не может реализоваться из-за отсутствия перегрева относительно температуры кипения. Для кипения микрокапель воды, диспергированных в эмульсии, необходимы перегревы в 200-300 °C, т.е. должны достигаться температуры выше 300 °C, которые также не реализуются в эмульсии при образовании устойчивой плёнки пара. В плёнке воды имеется высокий градиент температуры в поперечном направлении, т.е. температура жидкости будет ниже 200 °C уже на небольшом расстоянии от нижней поверхности жидкости. Кроме этого, из-за низкого радиуса микроскопических капель воды и повышения лапласовского давления, перегревы должны быть существенно больше, чем указанные выше. Для н-додекана же необходимы температуры жидкости, выше 450-500 °C. На основании отсутствия перегрева додекана (жидкости) относительно температуры насыщения при кипении, исключается и гетерогенное кипение додекана без касания стенки (фактор 6).

Для описания поведения исследуемых жидкостей под воздействием градиента температуры, в частности при возникновении неустойчивого равновесия жидкости и конвективных потоков, значения параметра $t_H/t_{max}$ также рассмотрены как функция от критических чисел $Ra_{cr}$ и $Ma_{cr}$ в момент формирования первого воздушного отверстия в ламелле. Показано, что значения параметра $t_H/t_{max}$ увеличиваются при повышении значений $Ra_{cr}$ и $Ma_{cr}$ согласно степенным функциям. Физический смысл данной зависимости заключается в установлении взаимосвязи между безразмерными временами задержки наступления дестабилизации ламеллы относительно момента максимального растекания капли и отношением характеристик диффузионного и конвективного теплопереноса при неустойчивом равновесии жидкости. Таким образом, в этом исследовании безразмерное время наступления дестабилизации ламеллы относительно момента максимального растекания $t_H/t_{max}$ будет определяться в ряде случаев ($Ra_{cr}$>>1) преимущественно за счет теплофизических характеристик жидкостей, а в ряде случаев ($Ra_{cr}$≈1) также дополнительно вязкостью и разностью температур между нагретой стенкой и растекающейся жидкостью, а также сильным градиентом поверхностного натяжения в случае термокапиллярной конвекции (неустойчивости Марангони) [2]. Во всех случаях при разрыве пленки жидкости происходит устойчивое течение жидкости, движимое за счет градиента поверхностного натяжения по толщине ламеллы, усиливаемого гетерогенностью внутренней структуры и существенными различиями в поверхностном натяжении составляющих жидкостей. Об этом свидетельствуют существенно высокие значения $Ma_{cr}$ для капель всех рассматриваемых жидкостей.

Полученные результаты будут широко востребованы при моделировании неустойчивого равновесия тонких пленок движущихся эмульсионных жидкостей в условиях пленочного кипения.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке грантом Президента РФ № МК-4574.2021.1.1.*

## Литература

1. Breitenbach, J., Piskunov, M., Roisman, I. V., Schmidt, J.B., Strizhak, P., Tropea, C. Secondary atomization of water-in-oil emulsion drops impinging on a heated surface in the film boiling regime. – Int. J. Heat Mass Transf, 2021. – 165 p.
2. Diddens, C., Li, Y., Lohse, D., Prosperetti, A. Marangoni Instability of a Drop in a Stably Stratified Liquid. Phys. Rev. Lett, 2021. – 126 p.
3. Sen, S., Vaikuntanathan, V., Sivakumar, D. Impact dynamics of alternative jet fuel drops on heated stainless steel surface. Int. J. Therm. Sci - 2017. – 99–110 p.

## АНАЛИЗ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ 220/110/35/10 КВ

**Сергиенко В.Ю., Космынина Н.М.**
Научный руководитель доцент Н.М. Космынина
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Основными объектами подстанции являются:
- открытые распределительные устройства (ОРУ) 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ;
-закрытое распределительное устройство (ЗРУ) 10 кВ;
- трансформаторное оборудование;
- отходящие линии нагрузок.

На рисунке представлена структурная схема подстанции.

*Связи между распределительными устройствами.*

Силовые автотрансформаторы типа АТДЦТН - 200000/220/110; обозначение АТ-4, АТ-5, обеспечивают передачу мощности между ОРУ-220 кВ и ОРУ 110 кВ. Оборудование ТДТН-63000/110, на рисунке обозначены Т-1, Т-2, Т-3; подключены к РУ 110 кВ, 35 кВ, 10кВ [3].

*Описание систем охлаждения, обеспечивающих работу силовых трансформаторов*

Для ТДТН-63000/110 используется естественная циркуляция масла. Для повышения мощности автотрансформаторы АТДЦТН - 200000/220/110 снабжены устройствами для принудительной циркуляции масла.

*Регулирование напряжения на подстанции*

На подстанции установлены трансформаторы типа 2хТДТН-63000/110-76 У1 мощностью 63 МВА со встроенным устройством типа РС-4 Ш 400 35/В 10191Г в нейтрали ВН, переключением без возбуждения ПБВ на стороне СН. Пределы регулирования РПН 19±9х1,78%, ПБВ ±2х2,5%. Режим работы нейтрали – на стороне ВН заземлена и защищена разрядником, на СН изолирована. Схема и группа соединения обмоток – Yн/ Yн /Δ-0-11. Трехобмоточные трансформаторы типа ТДТН-63000/110-76 ХЛ1 мощностью 63 МВ·А со встроенным устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) типа OILTAP V III в линии ВН, переключением без возбуждения ПБВ на стороне СН. Пределы регулирования РПН ±9х1,78%, ПБВ ±2х2,5%. Режим работы нейтрали – на стороне ВН заземлена и защищена ОПН, на СН изолирована. Схема и группа соединения обмоток – Yн/ Yн /Δ-0-11 [4].

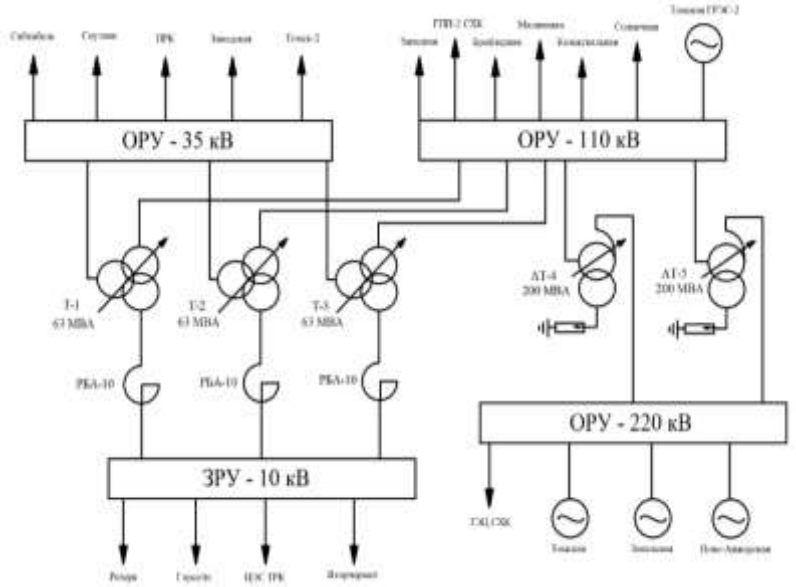



***Рис. Структурная схема подстанции 220/110/35/10***

*Ограничивающие устройства.*

На подстанции установлены токоограничивающие реакторы типа РБА-10-2000 (подключены к обмоткам низшего напряжения (НН) Т-1 и Т-2.

В нейтрали силовых трансформаторов собственных нужд, подключенных к ЗРУ - 10 (на рисунке не изображены) установлены дугогасящие реакторы типа РЗДПОМА-500/10 УХЛ1, используемые для уменьшения компенсации емкостных токов при однофазном замыкании на землю в сети 10 кВ. Подключение между нейтралью трансформатора и землей. Регулирование значение тока осуществляется на работающем оборудовании путем изменения зазора в магнитопроводе с помощью электропривода. При этом необходимо иметь информацию - замыкания на землю в сети 10 кВ нет [1].

*Выключатели подстанции*

220 кВ - в качестве коммутационных аппаратов в открытом распределительном устройстве 220 кВ приняты масляные выключатели типа 5хУ-220-1000/2000-25У1, 5хУ-220-10-1000 с электромагнитным приводом типа ШПЭ-44-II. Выключатели имеют встроенные измерительные трансформаторы тока ТВ-220-25.110 кВ - используются масляные выключатели МКП-110 и У-100.

35 кВ - коммутационные аппараты МКП-35-1000-25 и МКП-35-1500 с измерительными трансформаторами тока типа ТВД-35/МКП, ТВ35-Ш-У2; вакуумный выключатель ВБПС-35 Ш-25/1250 УХЛ1 с пружинным приводом типа ППУ-600.

10 кВ - для коммутации электрических цепей напряжением 10 кВ в номинальных и аварийных режимах работы применяются выключатели следующих типов: масляные: 12хВМГ-133-2/600, 3хМГГ-10-2000, 3хВМП(Э)-10/1000, 2хВМПЭ-10/630, вакуумные выключатели 10хВВТЭ-М-10-20/630 [2].

Для защиты изоляции обмоток авто- и трансформаторов от коммутационных и волн атмосферных перенапряжений, набегающих с линий электропередачи, установлены ограничители перенапряжения типа ОПН-220, ОПН-110, ОПН-35, ОПН-У-35/40,5-2УХЛ1, ОПН-10; вентильные разрядники типа РВО-10/2000, РВ-35.

*Схемы электрических соединений распределительных устройств подстанции*

Для 220 кВ и 110 кВ используется схема одна рабочая и обходная система шин. Ошиновка распределительного устройства и воздушные линии выполнены гибким многопроволочным сталеалюминевым проводом АС-300, поддерживаются к линейным порталам и сборным шинам растяжками из подвесных гирлянд изоляторов типа ПС. Изоляция распределительного устройства принята опорная и подвесная.

Для 35 кВ применена схема: две системами сборных шин, имеющие связь посредством отдельного выключателя.

Закрытое распределительное устройство напряжением 10 кВ имеет одну систему сборных шин с делением на секции.

Литература

1. ГОСТ 18624-73. Реакторы электрические. – Введ. 1974-07-01. – М.: Стандартинформ, 2005. – 18 с.
2. ГОСТ Р 52565-2006. Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. – Введ. 2007-04-01. – М.: Стандартинформ, 2007 – 86 с.
3. ГОСТ Р 56302-2014. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. – Введ. 2015-09-01. – М.: Стандартинформ, 2015. – 16 с.
4. Инструкция по эксплуатации трансформаторов [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.180.04.165–2014 : утв. ОАО «ФСК ЕЭС» 02.03.12 : ввод. в действие с 02.03.12. – М.: Официальный интернет-портал www.fsk-ees.ru, 2007. – 52 с.

## ПРОБЛЕМА САМОЗАПУСКА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

**Сулайманова В.А., Гусев А.С.**

Научный руководитель профессор А.С. Гусев

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

На предприятиях нефтегазовой отрасли для привода различных механизмов применяются электродвигатели, бесперебойная работа которых является важной составляющей для обеспечения непрерывности сложного технологического процесса. Нарушение нормальной работы двигателей происходит из-за кратковременных снижений или исчезновений напряжения на шинах питания, что может привести к срыву технологического процесса, остановке, простою, повреждению оборудования, возникновению опасных ситуаций для жизни и здоровья людей [3, 4]. Однако исключить такие режимы полностью практически невозможно, поэтому необходимо обеспечить восстановление нормальной работы двигателей за допустимое время. В основном причинами нарушений являются различные короткие замыкания в сети, вследствие которых происходит торможение и самозапуск двигательной нагрузки. Уровень снижения напряжения и длительность протекания такого режима определяют возможность сохранения устойчивости двигателей. Моделирование и исследование процессов при различных нормальных и анормальных режимах в двигателях с учетом приводимых механизмов, автоматического регулятора возбуждения для синхронных двигателей, а также средств релейной защиты, автоматики и системах электроснабжения в целом позволяет выявлять конкретные причины нарушения устойчивой работы двигателей, условия ее обеспечения и средства их реализации. Для проведения исследований предлагается использовать всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем [1], позволяющий воспроизводить процессы в двигателях и другом оборудовании системы электроснабжения в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах их работы, необходимые для анализа и оценки условий работы оборудования, участвующего в данных процессах. Основными объектами исследования являются двигатели, полнота и детализация математического описания которых оказывает влияние на достоверность результатов моделирования. В соответствии с этим разработанная всережимная математическая модель двигателя содержит полную систему дифференциальных уравнений и реализуется в специализированном процессоре всережимного моделирующего комплекса [5]. Данная модель включает также математические модели приводимых механизмов, системы возбуждения и автоматических регуляторов для синхронных двигателей. Кроме того, все остальные элементы моделируемой схемы должны воспроизводиться также адекватными моделями для получения достаточно полных и достоверных результатов.

Структура моделирующего комплекса изображена на рисунке 1:

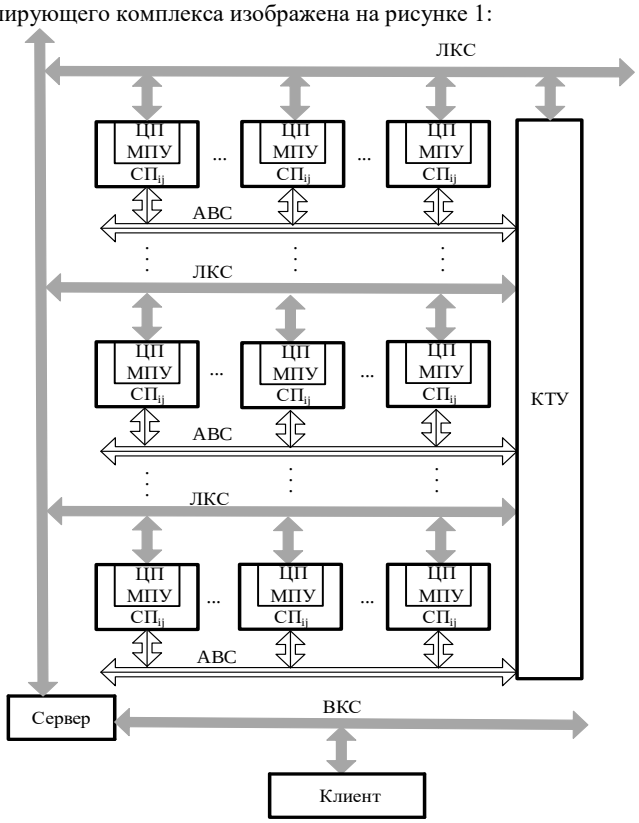



***Рис. 1. Структура всережимного моделирующего комплекса реального времени электроэнергетических систем, где СП – специализированные процессор, ЦП – центральный процессор, МПУ – микропроцессорный узел, КТУ – коммутатор трехфазных узлов, ЛКС – локальная компьютерная сеть, ВКС – внешняя компьютерная сеть***

Специализированные процессоры обеспечивают всережимное моделирование процессов в оборудовании и всей моделируемой схеме. Все специализированные процессоры объединены согласно моделируемой схеме при помощи коммутатора трехфазных узлов. Микропроцессорные узлы соединены с сервером для информационного обмена. Сервер обеспечивает связь с клиентами и реализует все информационно-управляющие возможности.

Проведены эксперименты различных кратковременных нарушений электроснабжения синхронных двигателей насосов Томского нефтехимического комбината. Синхронные двигатели имеют автоматические регуляторы возбуждения, которые осуществляют регулирование тока возбуждения $i_f$ при изменении напряжения на шинах. По результатам моделирования при снижении напряжения до $0.7U_{ном}$ и $0.5U_{ном}$ токи статора $i_a, i_b, i_c$ увеличиваются (рис. 2, 3), самозапуск возможен, однако настройки защиты минимального напряжения препятствует обеспечению самозапуска, $U_{ср} = 0.7U_{ном}$ и $t_{ср} = 0.5c$ . В случае трехфазного короткого замыкания (рис. 4, 5) напряжение на шинах питания исчезает двигатели начинают тормозиться, при восстановлении напряжения происходит самозапуск с различными значениями токов самозапуска в зависимости от длительности протекания этого режима.

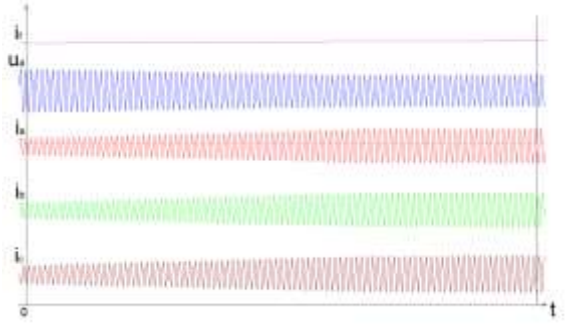


***Рис. 2. Результаты моделирования процессов в синхронном двигателе в случае снижения напряжения до*** $0.7U_{ном}$

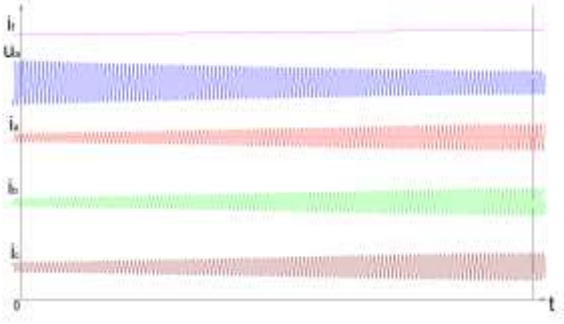


***Рис. 3. Результаты моделирования процессов в синхронном двигателе в случае снижения напряжения до*** $0.5U_{ном}$

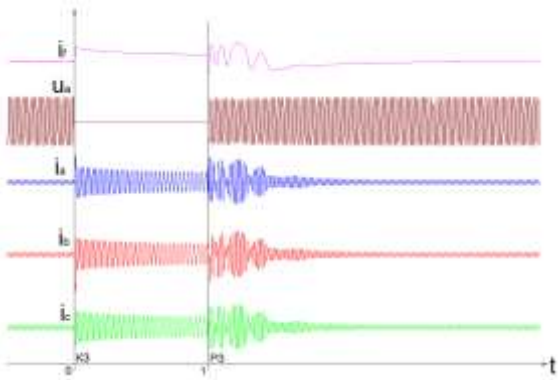



***Рис. 4. Результаты моделирования процессов в синхронном двигателе в случае трехфазного короткого замыкания на шинах питания длительностью 1с***

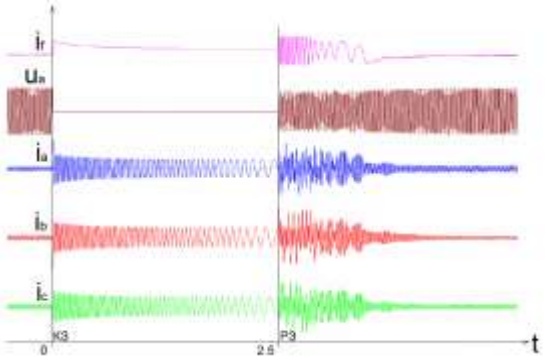



***Рис. 5. Результаты моделирования процессов в синхронном двигателе в случае трехфазного короткого замыкания на шинах питания длительностью 2.5с***

Для оценки условий эксплуатаций оборудования, а именно термической стойкости кабелей ввода и присоединений двигателей, рассмотрены апериодические составляющие токов коротких замыканий, рассчитаны тепловые импульсы и определены минимально допустимые сечения. В данных режимах кабели ввода и присоединений удовлетворяют условию термической стойкости. Также проведен анализ токов самозапуска двигателей, которые не должны превышать в 1,7 раза пусковой ток [2] данных типов двигателей.

Согласно моделированию установки защиты минимального напряжения необходимо изменить на $U_{ср} = 0.5U_{ном}$ и $t_{ср} = 10c$ , за это время короткое замыкание устраняется средствами релейной защиты и автоматики, напряжение восстанавливается, токи статора не превышают допустимых значений. При трехфазных коротких замыканиях длительностью менее 2.5 с условия эксплуатации оборудования также не превышают допустимых значений, самозапуск возможен.

Исследование проблемы самозапуска двигателей в каждом конкретном случае имеет свои особенности, детальный учет условий функционирования оборудования позволяет получить более достоверные результаты и обеспечить надежное электроснабжение.

*Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, Госзадание "Наука" № FSWW-2020-0017.*

Литература

1. Голоднов Ю. М., Хоренян А. Х. Самозапуск электродвигателей. – Энергия, 1974.
2. Гуревич Ю. Е., Кабиков К. В. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя. – 2005.
3. Носов К. Б., Дворак Н. М. Способы и средства самозапуска электродвигателей //М.: Энергоатомиздат. – 1992.
4. Сулайманов А.О., Суворов А.А., Рубан Н.Ю., Уфа Р.А., Андреев М.В., Боровиков Ю.С., Гусев А.С. Концепция и базовая структура всережимного моделирующего комплекса //Газовая промышленность. – 2017. – №. 5 (752). – С. 18-27.
5. Сулайманова В. А. и др. Проблема адекватного анализа устойчивости узлов двигательной нагрузки систем электроснабжения, условий ее обеспечения и средства ее решения //Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т. 22. – №. 4 (135).

## ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ, ИСПОЛЬЗУЮЩИХ ФАКТИЧЕСКУЮ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКУЮ ИНФОРМАЦИЮ ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ В ЦИКЛЕ ПЛАНИРОВАНИЯ

**Томалев А.А., Разживин И.А.**
Научный руководитель - доцент М.В. Андреев
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

В процессе цифровизации энергетики всё большее применение находят программные комплексы, алгоритмы работы которых для определения максимально допустимых перетоков и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях используют актуальные значения телеметрии о параметрах энергосистемы (значения перетоков активной и реактивной мощности, величины нагрузки в узлах, значения напряжения на шинах станций и подстанций) в режиме он-лайн и выполняют функцию оценивания состояния. Эффективность их применения подтверждена опытом эксплуатации [1, 3] и составляет до 800 МВт в зависимости от состава контролируемого сечения и перечня влияющих на величину допустимых перетоков активной мощности факторов. Как уже говорилось ранее, основной целью применения вышеуказанных программных комплексов является использование актуальной телеметрической информации о режиме работы энергосистемы и в режиме он-лайн определение величин допустимых перетоков активной мощности, которые, как

правило, оказываются выше расчетных величин, ввиду того, что расчетные величины определены для наиболее «тяжелых» сочетаний влияющих факторов, что в свою очередь обеспечивает значительную надежность работы энергосистемы, а фактический режим оказывается более «легким». Таким образом, применение программных комплексов использующих фактическую телеметрию и режим оценивания состояния упрощает вопрос более полного использования пропускной способности электропередач при фактическом управлении электроэнергетическим режимом, но вопрос возможности запланировать на последующие сутки режим электропередачи с учетом допустимых перетоков, которые могут быть рассчитаны программными комплексами, использующими актуальную телеметрию, оставался открытым.

В качестве предмета исследования в данной статье был рассмотрен вопрос объема информации, необходимой для возможности применения в процессе планирования рассматриваемых программных комплексов.

Полный объем используемой при фактическом режиме телеметрической информации включает в себя [2]:

1. Общие параметры электроэнергетического режима: топология сети - текущее состояние элементов энергосистемы, таких как генераторы, линии электропередачи, секции шин, выключатели, СКРМ и т.д; текущая генерация активной и реактивной мощности источников; потребление активной и реактивной мощности нагрузкой; коэффициенты распределения нагрузки между узлами; фактическое потокораспределение активной мощности по сетевым элементам и контролируемым сечениям;
2. Дополнительные параметры, используемые при определении величин допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях: длительно допустимые (далее - ДДТН) и аварийно допустимые (далее - АДТН) токовые нагрузки сетевых элементов; прогнозное значение температуры окружающей среды; состояние устройств противоаварийной автоматики.

Источник вышеуказанных данных для этапа планирования представлен в таблице.

***Таблица***

| № п/п | Наименование параметра | Источник данных при планировании |
|---|---|---|
| 1. | Потребление энергосистемы | Информация, предоставляемая потребителями |
| 2. | Перетоки активной и реактивной мощности по электросетевым элементам | Дорасчетный параметр на основании сформированного режима |
| 3. | Эксплуатационное состояние и загрузка генерирующего оборудования | Информация, предоставляемая станциями |
| 4. | Эксплуатационное состояние ЛЭП, Т, АТ, СКРМ | В соответствии с заявками на вывод оборудования в ремонт/ ручной ввод |
| 6. | ДДТН и АДТН ЛЭП и электросетевого оборудования | Информация собственника электросетевого оборудования |
| 7. | Температурные условия | Комплекс прогноза метеоданных |
| 8. | Эксплуатационное состояние ПА | В соответствии с заявками на вывод оборудования в ремонт/ ручной ввод |

Отдельным фактором является то, что даже в условиях значительной наблюдаемости энергосистемы или энергороайонов, как правило, ввиду большого разнообразия схемно-режимных ситуаций, которые могут возникнуть, для возможности корректного определения прогнозных величин допустимых перетоков активной мощности должна быть предусмотрена возможность задания параметров, используемых при расчете, «вручную».

**Выводы:** применение программных комплексов, использующих фактическую телеметрию и режим оценивания состояния, на этапе планирования обладает следующими преимуществами:

1) Возможность более эффективного и полноценного использования пропускной способности электропередачи при управлении режимом за счет того, что запланированный электроэнергетический режим соответствует фактическому.
2) Описание базы данных технологом для применения рассматриваемых программных комплексов требует длительной трудоемкой работы, что в условиях проявления человеческого фактора, зачастую приводит к ошибкам расчета при фактическом управлении режима. Расчет прогнозных величин допустимых перетоков активной мощности позволяет заведомо выявить данные замечания и внести в базу данных программного комплекса соответствующие корректировки.

*Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ, Госзадание "Наука" № FSWW-2020-0017.*

Литература

1. Багрянцев А.А., Максименко Д.М, Неуймин В.Г., Шубин Н.Г. Оптимизация суточных режимов энергосистемы с адаптивным расчетом максимально допустимых перетоков. //Известия НИИ постоянного тока. – 2011. – №. 1. – С. 135-144.
2. Костоглодова С. Л. и др. Интеграция системы мониторинга запасов устойчивости с технологическими инструментами рынка электроэнергии и мощности //Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2021. – №. 1. – С. 89-95.
3. Томалев А. А. Система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ). Опыт эксплуатации и перспективные направления развития СМЗУ в ОЭС Сибири //Электроэнергетика глазами молодежи-2019. – 2019. – С. 83-86.

# ВЛИЯНИЕ СВОЙСТВ ЖИДКОСТЕЙ НА ДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАПЕЛЬ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ С ТВЕРДОЙ НАГРЕТОЙ СТЕНКОЙ

**Хомутов Н.А., Ашихмин А.Е., Семёнова А.Е.**
Научный руководитель доцент М.В. Пискунов
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Во многих современных технологиях и практических приложениях, в которых основной рабочий процесс неуклонно связан с соударением групп капель и спреев между собой и с различными поверхностями, применяются многокомпонентные жидкости для оптимальной настройки функционала этих технологий. Среди них выделяют трехмерную печать, микропроизводство биоматериалов и соударение многофазного жидкого топлива со стенками камер сгорания [1]. Примером является создание эмульсий с управляемыми параметрами капель дисперсной фазы (размеры, количество) посредством использования подходов микроканальной микрофлюидики. При этом, если рабочие в рамках технологий процессы формирования сложных по внутренней структуре и компонентному составу капельных жидкостей изучены достаточно хорошо, например, различные методы эмульгирования, инкапсуляции, полимеризации и другие [4], то взаимодействие капель и микрокапель таких жидкостей с различными по свойствам поверхностями представляет проблемную область исследований с ограниченным количеством известных экспериментальных и теоретических работ.

Известно, что применение альтернативных эмульсионных топлив является хорошо изученным подходом к снижению вредных выбросов при сжигании углеводородов без заметного снижения производительности двигателя [3]. Механизмы, условия и параметры этого снижения также довольно подробно изучены. Малоизученными остаются вопросы, связанные с поведением первично распыленных капель эмульсионных (многокомпонентных) топлив при соударении со стенкой и между собой. Ответы на эти вопросы будут способствовать накоплению знаний о вторичном измельчении капель эмульсий и микроэмульсий при взаимодействии с нагретыми поверхностями.

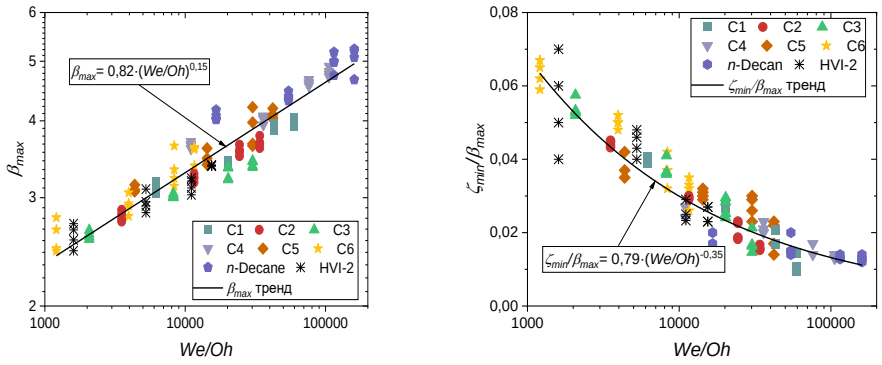
Таким образом, целью данной работы является определение, по результатам экспериментальных исследований, динамических характеристик процессов растекания и коронообразования капель эмульсий с различными свойствами (вязкость, поверхностное натяжение, плотность, теплопроводность) при взаимодействии с твердой нагретой поверхностью.

Для приготовления эмульсий типа «вода-в-масле» используются следующие компоненты: дистиллированная вода в качестве дисперсной фазы, химически чистый н-декан и масло базовое изопарафиновое в качестве дисперсионной фазы. Для эмульгирования применяются сорбитанмонолеат и полиалкиленсукцинат, относящиеся к неионогенным ПАВ. Экспериментальное исследование предполагает проведение измерений реологических и поверхностно-активных характеристик. В частности, динамическая вязкость определяется с использованием ротационного вискозиметра. Плотность измеряется пикнометрическим методом. Поверхностное натяжение жидкостей на границе раздела «жидкость-воздух» оценено методом кольца дю Нуи.

Для исследования взаимодействия капли с нагретой поверхностью используется две высокоскоростные камеры, установленные под углом 90° и 180° относительно оси движения капли. Метод теневой фотографии применяется для исследования характеристик взаимодействия капли жидкости с поверхностью (скорость и диаметр взаимодействия). В рамках исследования определены основные характеристики эмульсий и их компонентов (плотность, вязкость, поверхностное натяжение). По зависимостям напряжения сдвига от скорости сдвига установлены типы исследуемых жидкостей.

В настоящем исследовании при пленочном испарении капель рассматриваемых жидкостей, взаимодействующих с нагретой до Tw = 20 – 80 °C поверхностью, не наблюдалось заметного влияния нагрева на $\beta_{max}$. В то же время, с увеличением We во всех случаях увеличивался коэффициент максимального растекания $\beta_{max}$. В исследовании степенная функция для масштабирования поведения $\beta_{max}$ для капель исследуемых жидкостей при изменении We имеет следующий общий вид: $\beta_{max} = C \cdot We^{0,12}$, где C – коэффициент, увеличивающийся при снижении вязкости жидкостей. Достоверность аппроксимации для капель всех исследуемых жидкостей составляла $R2 > 0,96$. Рассмотренные экспериментальные данные по максимальному растеканию позволили заключить, что $\beta_{max}$ для капель однородных жидкостей и эмульсий зависит от вязкости жидкости, с уменьшением значения вязкости, увеличивается максимальное растекание капли. Степенная функция $\beta_{max}$ (Re) с высокой точностью (относительное среднее расхождение между экспериментальными и предсказанными $\beta_{max}$ составило 4,26) описывает значения коэффициента максимального растекания. Отметим, что функция масштабирования $\beta_{max}$ через числа Re практически совпадает с известным поведением $Re^{1/5}$ (отличия в коэффициентах функции) для капель однородных однофазных жидкостей [2].

Учитывая результаты, приведенные выше, можно утверждать, что поведение $\beta_{max}$ определяется соотношениями сил вязкости и поверхностного натяжения. Для того, чтобы одновременно учесть влияние сил вязкости, поверхностного натяжения и инерции в поведении коэффициента $\beta_{max}$, аналогично исследованию [1] введен безразмерный комплекс We/Oh для масштабирования значений $\beta_{max}$ (рисунок 1а).




а) б)

***Рис. 1. Влияние комплексного параметра We/Oh, учитывающего основные движущие силы растекания капли, на значения $\beta_{max}$ (а), на значения интегрального параметра растекания капли жидкости $\zeta_{min}/\beta_{max}$***

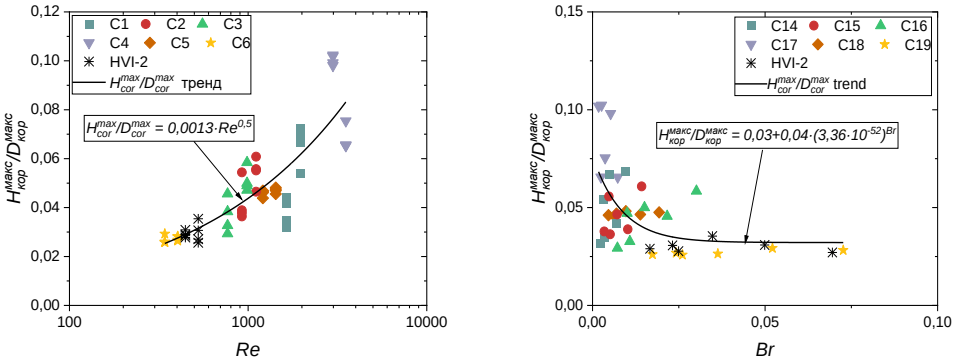



***Рис. 2. Параметры короны $H_{max}^{cor}/D_{max}^{cor}$ в зависимости от числа Re (а), Br (б)***

Полученная зависимость, которая показывает зависимость коэффициента максимального растекания от сил инерции и сил вязкости довольно точно (относительное среднее расхождение между экспериментальными и предсказанными $\beta_{max}$ составило 4,97) описывается степенной функцией $\beta_{max} = 0{,}82 \cdot (We/Oh)^{0,15}$ (рисунок 1а). Также, в исследовании рассмотрен интегральный параметр максимального растекания $\zeta_{min}/\beta_{max}$, который учитывает минимальную высоту растекающейся капли $h_{min}$. Как и в случае $\beta_{max}$, установлена более выраженная зависимость параметра $\zeta_{min}/\beta_{max}$ от числа *Re*, чем от числа *We*, а также аналогичным образом предложено масштабирование через комплексный параметр *We/Oh* (рисунок 1б). Введение $\zeta_{min}/\beta_{max}$ позволяет получить качественную оценку состояния (по существу, геометрических размеров) капель однородных и неоднородных (эмульсий) жидкостей в момент максимального растекания при пленочном испарении в условиях конвективного теплообмена. Полученная зависимость удовлетворительно (достоверность аппроксимации $R^2 = 0.91$, относительное среднее расхождение между экспериментальными и предсказанными $\zeta_{min}/\beta_{max}$ составило 14.11) описывается степенной функцией в виде выражения: $\zeta_{min}/\beta_{max} = 0{,}79 \cdot (We/Oh)^{-0,35}$.

При более высоких значениях Вебера (*We* = 600, 900) процесс растекания сопровождался разбрызгиванием с формированием коронообразной структуры. В экспериментах наблюдалась закономерность увеличения $H^{max}_{cor}$, $D^{max}_{cor}$ при повышенном значении *We* (*We* = 600, 900). Установлено, что интегральный параметр $H_{max}^{cor}/D_{max}^{cor}$ , учитывающий одновременно обе геометрические характеристики коронообразной структуры (рисунок 2а), удовлетворительно описывается за счет числа *Re* с достоверностью 0,72. Также, используя безразмерный параметр *Br*, который способствует прогнозированию поведения коронообразной структуры после взаимодействия капель эмульсий с нагретой до 80 °C твердой поверхностью при *We* = 600 и *We* = 900 за счет определения отношения между энергией вязкой диссипации для потока растекающейся жидкости и энергией, переданной жидкости от нагретой поверхности (рисунок 2б).

*Исследование выполнено при финансовой поддержке грантом Президента РФ № МК-4574.2021.1.1.*

Литература

1. Bhat M., Sakthikumar R., Sivakumar D. Fuel drop impact on heated solid surface in film evaporation regime //Chemical Engineering Science. – 2019. – T. 202. – C.95-104.
2. Clanet C. et al. Maximal deformation of an impacting drop //Journal of Fluid Mechanics. – 2004. – T. 517. – C.199-208.
3. Sreenivasan A. Splashing of fuel drops impacting on heated solid surfaces / Deivandren S. // Physics of Fluids – 2018.
4. Visser C. In-air microfluidics enables rapid fabrication of emulsions, suspensions, and 3D modular (bio) materials/ Kamperman T, Karbaat LP // Science Advances – 2018. – Vol. 4, № 1. P. 1–9.

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ГАЗОТУРБИННЫХ ЭЛЕТРОСТАНЦИЯХ

**Юнусов И.М.**
Научный руководитель доцент М.С. Турбаков
***Пермский национальный исследовательский политехнический, г. Пермь, Россия.***

Нефтяной попутный газ — это смесь газов и парообразных углеводородных и не углеводородных компонентов, выделяющихся из нефтяных скважин и из пластовой нефти при её сепарации.

Вплоть до начала 21 века попутный газ в подавляющем большинстве случаев просто сжигался на факелах, что негативно влияло на экологический и экономический факторы: так в 2009 году на факелах сжигалось до 47 млрд. м3 ПНГ, из-за чего годовые денежные потери достигали миллиарда рублей. При сжигании столь больших объёмов попутного газа образуется до 100 млн. тонн CO2-экливалента. Вдобавок опасность представляют собой выбросы сажи, частички которой способны преодолевать большие расстояния и оседать на поверхности льда и снега, снижая отражательную способность и способствуя их нагреву.

Поэтому актуальной задачей государства стало уменьшение загрязнений атмосферы, и в 2009 году вышло постановление правительства РФ, согласно которому НК должны увеличить долю используемого попутного газа до 95%, что побудило нефтяные компании искать методы использования попутного газа.

Одним из способов использования ПНГ является электрогенерация на газотурбинных электростанциях (далее ГТЭС) для выработки электроэнергии непосредственно на нефтяных месторождениях или поблизости от них.

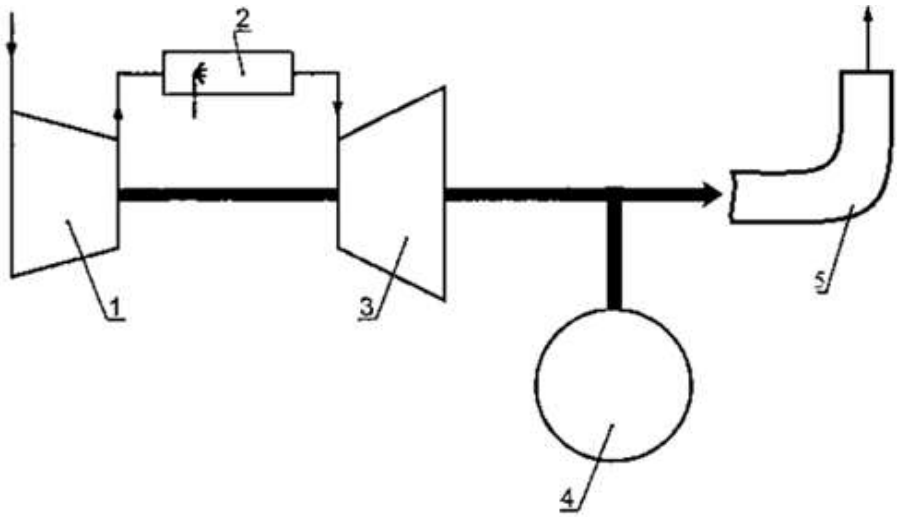



***Рис. Схематичное изображение ГТЭС: 1 - компрессор, 2 - камера сгорания, 3 - рабочее колесо турбины, 4 - электрический генератор, 5 – котёл-утилизатор***

Газотурбинная электростанция представляет с собой комплекс силовых турбинных установок, механически связанных с электрогенераторами, где в компрессор газотурбинной силовой установки подаётся чистый воздух. Под высоким давлением воздух из компрессора направляется в камеру сгорания, куда подаётся попутный нефтяной газ. При воспламенении и последующем сгорании смеси образуется энергия в виде потока раскалённых газов. Этот поток с высокой скоростью устремляется на рабочее колесо турбины и вращает его. Вращательная кинетическая энергия через вал турбины приводит в действие компрессор и электрический генератор. С клемм электрогенератора произведённое электричество, обычно через трансформатор, направляется в электросеть, к потребителям энергии. Отработанные газы в свою очередь поступают в котел-утилизатор.

Преимущества ГТЭС:

– для энергоблока не нужно возводить дорогостоящих зданий и не требуется большого количества обслуживающего персонала.

– возможность ГТЭС работать как автономно, так и параллельно с другими источниками электроэнергии, что позволяет обеспечить бесперебойность энергоснабжения;

– высокая степень заводской готовности, что значительно снижает сроки монтажа, пусконаладочных работ и ввода объектов в эксплуатацию;

– все оборудование полностью удовлетворяет экологическим требованиям по эмиссии вредных веществ и шуму;

– возможность применения ГТЭС на территориях, где имеются трудности подключения к центральному электроснабжению, или высока стоимость сетевой электроэнергии, тем самым способствуя развитию малой энергетики.

Малая энергетика – явление, подразумевающий строительство автономных источников электроэнергии самими потребителями для собственных нужд, как правило используются в небольших населенных пунктах, или как в нашем случае, месторождениях нефтегазовой отрасли.

Учитывая меры борьбы правительства по снижению вредных выбросов в атмосферу и преимущества газотурбинных установок, нефтяные компании активно занимаются развитием малой энергетики с целью самообеспечения энергией месторождения.

Так, Газпром-нефть в период 2014-2017 г. смогла нарастить долю собственной генерации электроэнергии с 18,8 до 27%. Также активным внедрением ГТЭС занимаются Лукойл и Сургутнефтегаз, имеющие в числе своих активов 75 и 23 газотурбинных станции соответственно.

Применение попутного газа для выработки электроэнергии на газотурбинных электростанциях (ГТЭС) позволяет решать проблему утилизации газа на ряде месторождений и обеспечить собственные потребности в электроэнергии, постепенно уменьшая затраты на сетевую электроэнергию.

Литература

1. Электронный ресурс burneft.ru. URL.: https://burneft.ru/archive/issues/2016-10/8 (Дата обращения: 01.03.2022).
2. Электронный ресурс neftegaz.ru. URL.: https://neftegaz.ru/news/energy/699603-rosneft-pristupila-k-realizatsii-proekta-po-energosnabzheniyu-vostok-oyl/ (Дата обращения: 02.03.2022).
3. Электронный ресурс imemo.ru. URL.: https://www.imemo.ru/ru/conf/2009/00909_4.pdf (Дата обращения: 02.03.2022).

# С Е К Ц И Я 11

# ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОБЕССЕРИВАНИЯ ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ

**Амзараков Д.Е., Никитин И.В.**
Научный руководитель доцент М.А. Самборская
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Одной из важнейших проблем, связанных с нефтепереработкой, является постоянно возрастающая доля сернистых соединений различных классов в нефти, поступающей на переработку. Именно с сераорганическими соединениями связано возникновение проблем, как на стадии переработки нефти, так и при сжигании топлив, содержащих повышенные количества серы. В связи с этим исследование процессов глубокой сероочистки дизельного топлива имеют важное как научное, так и практическое значение, конечной целью которых является поиск эффективных альтернативных путей повышения качества углеводородного сырья и моторных топлив.

Окислительное обессеривание представляется наиболее перспективным методом глубокой десульфуризации дизельного топлива. В отличие от широко применяемого в промышленности гидрообессеривания, данная альтернатива позволяет удалить тугоплавкие ароматические сернистые соединения, использует более мягкие условия процесса, требует меньших эксплуатационных и капитальных затрат и не принуждает к использованию дорогостоящих катализаторов [1].

Цель данной работы – исследование методов и адсорбентов для удаления сернистых соединений из нефти и нефтяных фракций, оптимизация параметров процесса – температуры, времени контакта и соотношения реагентов; разработка модели адсорбции, также проведение расчетов термодинамических величин реакций окислительного обессеривания и акватермолиза сернистых соединений.

Объекты исследования – 3 образца дизельных дистиллятов нефти одного из месторождений с интервалом выкипания 180 – 320 ºС, содержащий 0,645 % масс. общей серы. В качестве катализаторов были использованы фталоцианины кобальта на различных носителях: сибуните, сахаптинском цеолите и КН-30 (цеолит ZSM-5). Содержание фталоцианина кобальта составляло 3 % масс. Адсорбентами выступали силикагель марки КСКГ и активированый уголь марки БАУ-А.

Окислительное обессеривание проводили в термостатируемом реакторе путем контактирования исследуемого топлива с катализатором при различном весовом соотношении как в присутствии активаторов, так и без них. В ходе реакции кислород воздуха пропускали через реакционную смесь, время контакта составило 2 ч. Извлечение из серы окисленных образцов проводили методом адсорбции в стандартных условиях при частоте вращения мешалки 800 об/мин и времени контакта 1,5 ч.

По полученным результатам можно сказать, что фталоцианин кобальта на ZSM-5 обеспечивает большее удаление серы из исходного образца по сравнению с другими носителями. Хуже всего себя проявили фталоцианины кобальта на сибуните, с достигнутой степенью конверсии 33 %.

Исследования установили оптимальное время контакта, температуру и адсорбент для последующей очистки.

Таким образом, расчеты позволили установить вероятность протекания и тепловые эффекты реакций сернистых соединений в условиях окислительного обессеривания и акватермолиза, что позволит разработать кинетические модели процессов. Кроме того, были предложены предварительные технологические схемы процессов.

Литература

1. Julião, D. Deep oxidative desulfurization of diesel fuels using homogeneous and SBA-15-supported peroxophosphotungstate catalysts / D. Julião, F. Mirante, S. O. Ribeiro, A. C. Gomes // Fuel. – 2019. – V. 241. – P. 616–624.

## ЦЕОЛИТЫ ZSM-5 С РАЗЛИЧНОЙ ПОРИСТОЙ СТРУКТУРОЙ В СИНТЕЗЕ АЛКИЛХИНОЛИНОВ

**Артемьева А.С.**
Научный руководитель в.н.с. Н.Г. Григорьева
***Институт нефтехимии и катализа УФИЦ РАН, г. Уфа, Россия***

Хинолины и их производные являются важным классом веществ в органической и лекарственной химии. Данные соединения проявляют противомалярийную, антибактериальную и антимикробную, противораковую, противосудорожную и противовоспалительную активности [4]. Хинолины и алкилхинолины используются в синтезе витаминов, полимеров, и в качестве ингибиторов коррозии, присадок к моторным маслам [5]. Функционализированные хинолины также являются важными фоточувствительными материалами и применяются для производства красителей, органических электролюминесцентных устройств и оптических носителей записи.

В существующих традиционных методах получения хинолинов [6] используют гомогенные катализаторы, что приводит к многостадийности процесса и трудности при выделении целевых продуктов. Данных недостатков лишены гетерогенные катализаторы, в т.ч. цеолитные, в присутствии которых синтез хинолинов изучен недостаточно.

В связи с этим, цель работы – разработка гетерогенно-каталитического способа получения диалкилхинолинов в присутствии микропористого цеолита H-ZSM-5 и гранулированного иерархического цеолита H-ZSM-5$_h$ в модифицированной реакции Дебнера-Миллера.

**Экспериментальная часть.** Диалкилхинолины синтезировали реакцией анилина с альдегидами $C_3$-$C_4$ в автоклаве при 160 ºС, мольном соотношении анилин: альдегид = 1:2, 6 ч, в присутствии 20% мас. катализатора, в растворителе хлорбензоле. После окончания реакции автоклав охлаждали до комнатной температуры, продукты реакции экстрагировали дихлорметаном, после отгонки растворителя анализировали с помощью ГЖХ на хроматографе Кристалюкс 4000М (детектор по теплопроводности, СКК DB-5 (50 м × 0,32 мм), программированный нагрев 100 – 250 °С со скоростью 8 ºС/мин, газ-носитель гелий). Индивидуальные соединения выделяли методом колоночной хроматографии (сорбент – $SiO_2$). В качестве элюента применялись смеси гексан:этилацетат с соотношением, % объемн.: от 100 / 0 до 20 / 80.

Спектры ЯМР $^1$H и $^{13}$C, регистрировали на приборе «Bruker Avance III 500 HD Ascend» (рабочая частота для 1H – 500.17 МГц; для 13C – 125.78 МГц), растворитель – $CDCl_3$.

Микропористый цеолит Na-ZSM-5 (Si/Al = 15, ООО «ИСХЗК») и иерархический цеолит Na-ZSM-5$_h$ (Si/Al = 12, синтезирован по методике [2]) переводили в Н-форму путем трехкратного ионного обмена.

**Обсуждение результатов**. В присутствии цеолитов H-ZSM-5 и H-ZSM-5$_h$ реакция идет с образованием смеси продуктов, в которой преобладает 2-этил-3-метилхинолин 1a (в реакции с пропионовым альдегидом) или 2-пропил-3-этилхинолин 1b (в реакции с масляным альдегидом) (рис.1).

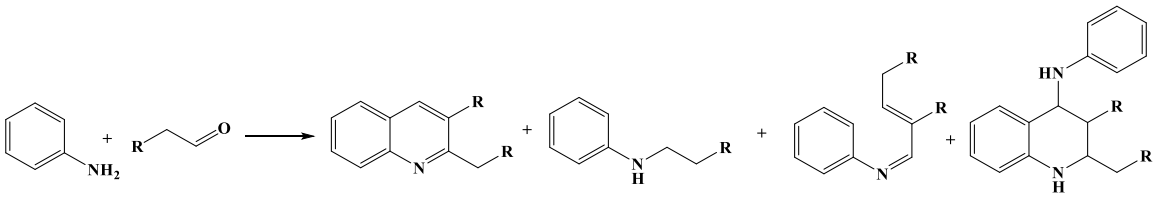



***Рис.1. Взаимодействие анилина с альдегидами***

Среди других продуктов реакции идентифицированы N-алкиланилины (2a,b), N-(2-алкил-2-алкен-1-илиден)анилины (енамины, 3a,b), 2-алкил-3-алкил-N-фенил-1,2,3,4-тетрагидрохинолин-4-амины (4a,b) а также «легкие» (продукты конденсации альдегидов, N,N-диалкиланилины) и промежуточные соединения с молекулярной массой выше 177 г/моль («тяжелые»).

Установлено, что конверсия анилина в реакции более 90% на обоих катализаторах в реакции с пропаналем и практически полная в реакции с бутаналем (табл. 1).

***Таблица 1***

***Взаимодействие анилина с альдегидами в присутствии цеолитов H-ZSM-5 и H-ZSM-5$_h$***

| Катализатор | Альдегид | Конверсия анилина, % | Селективность, % | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 1a,b | 2a,b | 3a,b | «легкие» | «тяжелые» (+4a,b) |
| H-ZSM-5$_h$ | $C_2H_5CHO$ | 92 | 47 | 18 | 8 | 23 | 4 |
| H-ZSM-5$_h$ | $C_3H_7CHO$ | 99 | 45 | 25 | 4 | 25 | 1 |
| H-ZSM-5 | $C_2H_5CHO$ | 91 | 39 | 11 | 11 | 19 | 20 |

Реакция анилина с бутаналем в присутствии цеолита H-ZSM-5$_h$ идет с образованием целевого диалкилхинолина 1b и значительного количества соединений 2b, 3b и «легких».

Сравнение селективности действия микропористого и иерархического катализаторов в реакции анилина с пропаналем показывает, что цеолит H-ZSM-5$_h$ обеспечивает более селективное получение диалкилхинолина 1a. В продуктах, образующихся на цеолите H-ZSM-5, наблюдается образование большего количества соединений 4a и промежуточных «тяжелых». Ранее [1], нами было показано, что указанные соединения образуются в заметных

количествах именно на катализаторах с микропористой структурой. Образование объемных молекул 4а, в каналах цеолита H-ZSM-5 невозможно, поэтому они образуются, по-видимому, на более слабых поверхностных активных центрах.

Иерархическая пористая структура способствует не только более селективному образованию диалкилхинолинов 1a,b, но и повышению стабильности работы катализатора. На рисунках 2,3 показано изменение конверсии анилина и селективности образования продуктов за 3 цикла повторной работы без регенерации образцов H-ZSM-5$_h$ и H-ZSM-5. Установлено, что через 3 цикла работы на цеолите H-ZSM-5h конверсия анилина снижается на 8 %, на H-ZSM-5 – на 16 %. (рис. 2).

На образце H-ZSM-5$_h$ во 2-ом цикле происходит незначительное снижение селективности по 2-этил-3-метилхинолину, селективность по соединениям 2а+3а остается на том же уровне. Реакционная масса, полученная после 3-его цикла работы катализатора, не содержит хинолинов, в ней присутствует, в основном, енамин 3а.

На цеолите H-ZSM-5 уже во втором цикле хинолин 1а практически не образуется, основной продукт реакции - енамин 3а. Образование енаминов из анилина и альдегидов, как показано авторами [3], легко происходит в условиях термической реакции, поэтому, очевидно, что микропористый образец полностью дезактивируется уже после 1-го цикла работы, в то время как иерархический практически не изменяет активность и селективность в ходе двух циклов работы.

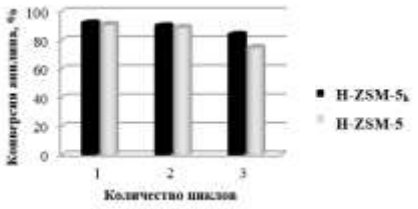



***Рис. 2. Изменение конверсии анилина на цеолитах H-ZSM-5$_h$ и H-ZSM-5 в реакции анилина с пропаналем***

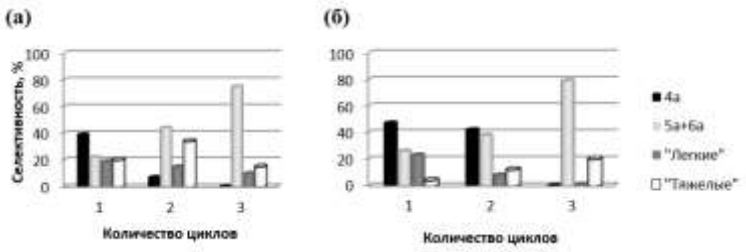



***Рис. 3. Селективность образования продуктов реакции анилина с пропаналем на цеолитах (а) H-ZSM-5 и (б) H-ZSM-5$_h$***

**Благодарности.** Работа выполнена в рамках государственного задания Института нефтехимии и катализа УФИЦ РАН (тема № FMRS-2022-0080). Исследования по синтезу хинолинов выполнены в рамках работ по гранту РФФИ № 19-33-90030. Структурные исследования проведены в Региональном Центре коллективного пользования «Агидель» УФИЦ РАН, в рамках выполнения государственного задания Института нефтехимии и катализа УФИЦ РАН (тема № FMRS-2022-0081).

Литература

1. Григорьева Н. Г. и др. Алюмосиликаты с различной пористой структурой в синтезе 2, 2, 4-триметил-1, 2-дигидрохинолина и N-фенил-2-пропанимина // Известия Академии наук. Серия химическая. – 2017. – №. 11. – С. 2115-2121.
2. Патент 2713449. Российская Федерация, МПК C01B39/38. Гранулированный цеолит ZSM-5 без связующего и способ его получения: № 2010147193/05: заявл. 2019.04.18: опубл. 2020.02.05 / Д. А. Шавалеев, Р. А. Басимова, О. С. Травкина, М. Л. Павлов, Б. И. Кутепов – 14 с.
3. Funabashi, M. Configuration and Conformation of So-called Bis (alkylidenearylamines) / M. Funabashi, M. Iwakawa, J. Yoshimura // Bulletin of the Chemical Society of Japan. – 1969. – V. 42(10). – P. 2885–2894
4. Kumar, S. Biological Activities of Quinoline Derivatives / S. Kumar, S. Bawa, H. Gupta // Mini-Reviews in Medicinal Chemistry. – 2009. – V. 9. – № 14. – P. 1648–1654.
5. Lavanya, K. Recent reviews on quinoline derivatives as corrosion inhibitors / K. Lavanya, J. Saranya, S. Chitra // Corrosion Reviews. – 2018. – V. 36. – № 4. – P. 365–371.
6. Recent advances in the synthesis of quinolines: a review / S.M. Prajapati, K. D. Patel, R. H. Vekariya, S. N. Panchala, H.D. Patel // RSC Adv. – 2014. – V. 4. – № 47. – P. 24463–24476.

## ПОБОЧНЫЕ ПРОДУКТЫ ОКИСЛИТЕЛЬНОЙ ДЕСУЛЬФИРИЗАЦИИ ТОПЛИВА СУДОВОГО МАЛОВЯЗКОГО – ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ИНГИБИТОРЫ КОРРОЗИИ

**Артемьева Ж.Н., Дьячкова С.Г., Горевая М.А.**
Научный руководитель профессор С.Г. Дьячкова
***Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Россия***

При разработке альтернативной технологии окислительной десульфуризации топлива маловязкого судового (ТМС) взамен широко используемой и экономически затратной гидроочистки получен побочный продукт – экстракт, представляющий собой смесь сульфонов, сульфоксидов и эфиров сульфокислот в диметилформамиде (ДМФА). Известно, что побочные продукты окислительной десульфуризации являются перспективным сырьем для различных отраслей промышленности: металлургической, химической, сельского хозяйства, а также медицины [1, 6, 9], но с другой стороны ДМФА вызывает кислотную коррозию металлов, так как в присутствии воды гидролизуется с образованием муравьиной кислоты [3, 4].

Для решения негативных последствий очевидна необходимость использования противокоррозионной защиты. Один из допустимых вариантов – подбор ингибитора, что существенно продлит срок службы оборудования. Известно, что ингибиторами могут являться органические соединения, содержащие азот, серу или кислород в виде гидроксильного радикала. Наличие гетероатома способствует ориентации молекулы в коррозионно-агрессивной среде таким образом, что соединение за счет полярной группы присоединяется к поверхности металла, формируя на ней защитную пленку. Защищаемый металл переходит в пассивное состояние. [2, 7, 8, 11]. Поскольку коррозионно-активная среда содержит многокомпонентную композицию S-органических соединений, экстрагированных из топлива после окисления, были предположены ингибирующие способности смеси окисленных серосодержащих соединений в ДМФА, которые оценивались без их выделения из коррозионно-активной среды относительно чистого ДМФА с использованием углеродистой стали марки Ст3сп по ГОСТ 380-2005.

Испытания проводили в двух средах с разбавлением водой в соотношении 1:1 – ДМФА после экстракции (среда 1) и чистом ДМФА (среда 2).

По результатам испытаний отмечена сильная коррозия углеродистой стали марки Ст3сп в чистом ДМФА (среда 2), которая подавляется присутствующими в среде 1 окисленными серосодержащими соединениями, что выражается четырехкратным уменьшением потери массы (рис. 1). Механизм их защитного действия состоит в адсорбционной блокировке поверхности металла и связан со строением окисленных S-органических соединений, природой активных центров и их электронной плотностью, формирующих способность соединений к донорно-акцепторному и π-электронному взаимодействию с поверхностью металла [5, 10].

***Рис. Примеры образцов углеродистой стали до и после испытаний***

По полученным данным были рассчитаны показатели коррозионной стойкости (табл.). Оценка ингибирующих свойств смеси органических сульфонов, сульфоксидов и эфиров сульфокислот показала, что степень их защиты в среде ДМФА достаточно высока и составляет 75,5 %.

***Таблица***

***Рассчитанные показатели коррозионной стойкости***

| Марка стали | Ст3сп | | 12Х18Н10Т | |
|---|---|---|---|---|
| Среда | Среда 1 | Среда 2 | Среда 1 | Среда 2 |
| Удельная потеря массы, кг/м$^2$ | 0,007 | 0,029 | 0,0003 | 0,0003 |
| Скорость коррозии, г/м$^2$*ч | 0,037 | 0,151 | 0,001 | 0,001 |
| Глубинный показатель коррозии, мм/год | 0,041 | 0,168 | 0,002 | 0,002 |
| Коррозионная стойкость металлов | 4 балла – стойкая | 6 баллов – понижено стойкая | 2 балла – весьма стойкая | 2 балла – весьма стойкая |

Учитывая, равномерность полученной на поверхности металла коррозии (рис. 1) был определен глубинный показатель коррозии и коррозионная стойкость металлов по ГОСТ 9.908-85, на основании которых установлено, что

в присутствии изучаемой многокомпонентной композиции углеродистая сталь марки Ст3сп является стойкой к коррозионно-активной среде ДМФА – стойкость по десятибалльной шкале в соответствии с ГОСТ 5272-68 составила 4 балла (табл.).

Таким образом, нами показана возможность защиты металлических трубопроводов процесса окислительной десульфуризации за счет образующихся в процессе окисленных серосодержащих соединений без дополнительного использования ингибиторов.

Проведенный анализ ингибирующей способности многокомпонентной композиции, содержащей продукты окислительной десульфуризации ТМС в коррозионно-активном ДМФА, показал перспективность дальнейшего её исследования в качестве ингибитора коррозии, который относится к классу ингибиторов поверхностно-активного типа, поскольку тормозят процесс коррозии за счет адсорбции.

Разработка ингибитора коррозии из отхода процесса десульфуризации позволит не только решить экологические задачи, но и устранить потребность использования дорогостоящих импортных реагентов.

Литература


1. Алиев И.А., Опарина Л.А., Трофимов Б.А. Ароматические тиолы и их производные. – Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2018 – 295 с.
2. О прогнозе рисков и выбор технологий борьбы с коррозионным разрушением нефтепромыслового оборудования при добыче нефти / Р. Жолдасбоев, С. Очилов, А. А. Умирзоков, А. Н. Караманов // Scientific progress. – 2021. – № 2. – С. 234–241.
3. Каблов Е.Н. Стратегические направления развития материалов и технологий их переработки на период до 2030 года // Авиационные материалы и технологии. – 2012. – № S. – С. 7–17.
4. Петров, С. С. Коррозионное разрушение металла нефтегазопроводных труб в процессе эксплуатации и при лабораторных испытаниях / С. С. Петров, Р. А. Васин, Ж. В. Князева, Д. И. Андриянов, Е. С. Сургаева // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 4. – С. 102–112.
5. Ушаков, И. А. Исследование эффективности ингибиторов коррозии на основе производных изотиурониевых солей / И. А. Ушаков, В. С. Никонова, И. В. Полынский, Л. Г. Князева, М. М. Полынская, Е. А. Анциферов // Известия вузов. Прикладная химия и биотехнология. – 2021. – Т. 11. – № 2. – С.326–332.
6. Fareghi-Alamdari, R. Green oxidation of sulfides to sulfoxides and sulfones with $H_2O_2$ catalyzed by ionic liquid compounds based on Kepleratepolyoxometalates / R. Fareghi-Alamdari, N. Zekri, A. J. Moghadam, M. R. Farsani // Catalysis Communications – 2017. – V. 98. – P. 71–75.
7. Özcan, M. Organic sulphurcontaining compounds as corrosion inhibitors for mild steel in acidic media: correlation between inhibition efficiency and chemical structure / M. Özcan, I. Dehri, M. Erbil // Applied Surface Science. – 2004. – Vol. 236. – Issue 1-4. – P. 155–164.
8. Raja, P. B. Natural products as corrosion inhibitor for metals in corrosive media – A Review / P. B. Raja, M. G. Sethuraman // Materials Letters. – 2008. – V. 62(1). – P. 113–116.
9. Rayati, S. Mn-Schiff base complex supported on magnetic nanoparticles: Synthesis, crystal structure, electrochemical properties and catalytic activities for oxidation of olefins and sulfides / S. Rayati, E. Khodaei, M. Jafarian, A. Wojtczak // Polyhedron. – 2017. – V. 133. – P. 327–335.
10. Shahabia S., Norouzi P., Ganjali M.R. Electrochemical and theoretical study of the inhibition effect of two synthesized thiosemicarbazide derivatives on carbon steel corrosion in hydrochloric acid solution // RSC Advances. – 2015. – Vol. 5. – Issue 27. – P. 20838 – 20847.
11. Sharma S., Kumar A. Recent advances in metallic corrosion inhibition: A review // Journal of Molecular Liquids. - 2021. – Vol. 322. – P. 114862.


## РАЗРАБОТКА НЕСТАЦИОНАРНОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПИРОЛИЗА БЕНЗИНОВОЙ ФРАКЦИИ С УЧЕТОМ НАКОПЛЕНИЯ КОКСА

**Бунаев А.А., Долганова И.О., Долганов И.М.**

Научный руководитель научный сотрудник И.О. Долганова

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

Полимерные материалы на сегодняшний день имеют самое широкое применение как в воспроизводстве средств производства, так и производстве конечных товаров народного потребления. При этом, сырьем для производства данных материалов являются алкены, наличие двойной связи в которых обуславливает возможность вступления в реакции полимеризации. Основным способом производства алкенов, в свою очередь, на данном этапе научно-технического прогресса является пиролиз различного углеводородного сырья. Тем не менее, проведение данного процесса осложняется образованием отложений кокса на внутренних стенках змеевиков печей пиролиза в результате вторичных реакций.

Актуальность данной работы обусловлена растущим спросом на алкены. Так, в 2026 году оборот на мировом рынке этилена достигнет значения 136,37 миллиардов долларов США, тогда как мировое же потребление пропилена вырастет с 90 до 130 миллионов тонн уже в 2023 году по сравнению с прошлым, 2021 годом [1, 2]. Образование отложений кокса приводит к уменьшению выхода целевой продукции вследствие роста перепада давления между входом в змеевик и выходом из него. При этом, по достижении слоем кокса определенной толщины, необходимо проводить его выжиг из змеевика, для чего останавливается производство мономеров на отдельном аппарате. Таким образом, оборудование вынуждено простаивать.

В настоящее время существуют по крайней мере два основных направления в повышении эффективности ведения промышленного процесса пиролиза углеводородного сырья. Первым является усовершенствование

аппаратного исполнения, например, разработка и внедрение более совершенных горелок или поиск более эффективной геометрической конфигурации змеевиков печей. Другим методом является разработка различных математических моделей и реализация их в виде программного обеспечения в рамках цифровизации нефтеперерабатывающего сектора. Это могут быть как стохастические модели на основе технологий больших данных и машинного обучения, так и классические детерминированные модели. Последние представляют больший интерес в силу того, что в отдельных случаях позволяют проводить более глубокий и всесторонний анализ, благодаря чему становится возможно сформировать более полную стратегию оптимизации процесса [3].

Таким образом, целью настоящей работы является разработка математической нестационарной модели пиролиза углеводородного сырья в радиантном змеевике, которая будет учитывать побочный процесс образования кокса и его отложения.

В основе разрабатываемой модели лежит формализованная схема реакций, протекающих в процессе пиролиза с компонентами, входящими в бензиновую фракцию, представленной на рисунке 1.

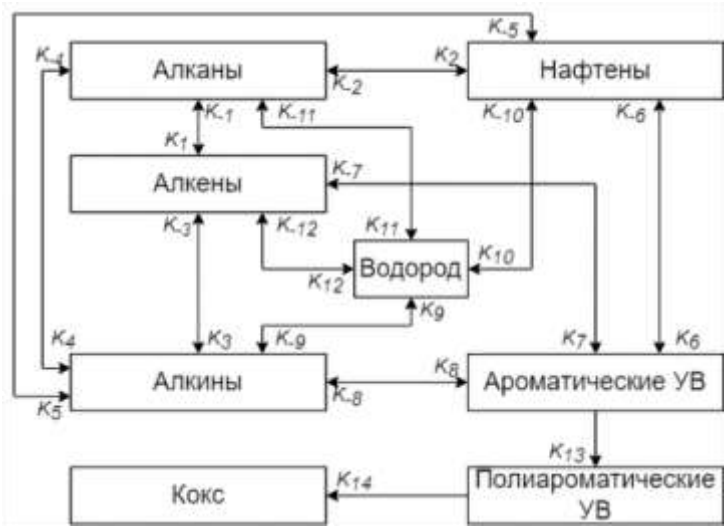



***Рис.1. Формализованная схема превращений***

Поскольку процесс пиролиза проводится в условиях высоких температур, то преобладают реакции разложения и дегидрирования более крупных и тяжелых молекул углеводородов, в первую очередь - насыщенных, тогда как обратные реакции насыщения и дециклизации имеют намного меньшую скорость. То есть, для любого $K_i$, для которого существует $K_{-i}$, $K_i >> K_{-i}$.

Поскольку основной задачей модели является расчет изменений концентраций компонентов при прохождении реакционной смеси углеводородов по змеевику пиролиза с течением астрономического времени, то можно представить расчеты, проводимые моделью, как расчеты концентраций в некоторой точке координатной плоскости, одна из осей которых является расстоянием от входа в змеевик, тогда как другая – временем, прошедшим с момента начала наблюдения за симулируемым процессом. В настоящей работе в качестве единицы шкалы первой оси были выбраны миллиметры, поскольку применение большей размерности скажется негативно на адекватности расчетов, тогда как расчеты с меньшим шагом потребуют значительных вычислительных мощностей. По тем же причинам в качестве размерности для оси астрономического времени была выбрана секунда.

Таким образом, при расчете концентраций компонентов в некоторой точке координатной плоскости, описанной выше, первым шагом является расчет констант скоростей реакций:

$$K_{j,t,l} = K_{0j} \cdot \frac{P_{0\ t,l}}{T_{t,l}^{\ 2}} \cdot exp\left(\frac{-E_j}{RT_{t,l}}\right), j \in \{1 \dots 172\}, \quad (1)$$

где $K_{j,t,l}$ – константа скорости реакции $j$ на расстоянии $l$ от входа в змеевик в момент времени $t$, моль/(л · с), $K_{0,j}$ – предэкспоненциальный множитель, моль · К$^2$/(Па · л · с), $P_0$ – давление в данной точке, Па, $T_{t,l}$ – температура в данной точке, К, $E_j$ – энергия активации, Дж/моль, $R$ – газовая постоянная, Дж/(моль · К).

С помощью полученных констант рассчитываются изменения концентраций компонентов как суммы соответствующих скоростей реакций в заданной точке:

$$\frac{dC}{dt} + \frac{dC}{dl} \cdot u = \sum W, \quad (2)$$

где $\sum W$ – суммы соответствующих скоростей реакций, моль/л. Она выражается как:

$$\sum W = \sum a_{i,j} \cdot K_{j,t,l} \cdot \prod C_{k,t,l}^{\beta_{k,j}}, \quad (3)$$

где $u$ – линейная скорость потока, м/с, $\alpha_{i,j}$ – стехиометрический коэффициент компонента $i$ в реакции $j$, $C_{k,t,l}$ – концентрация компонента $k$ в заданной точке, моль/л, $\beta_{i,j}$ – стехиометрический коэффициент компонента $k$ в реакции $j$.

Методом конечных разностей явно выражается концентрация компонента в точке:

$$C_{i,\,j} = \left(\frac{\Delta l}{u}\right) \cdot \left(\sum W \; - \; \frac{1}{\Delta t} \cdot C_{i-1,\,j+1} + \left(\frac{1}{\Delta t} + \; \frac{u}{\Delta l}\right) \cdot C_{i-1,\,j}\right) \tag{4}$$

Для коксогенных компонентов формула расчета изменения концентраций (1) имеет иной вид [3]:

$$\frac{dC}{dt} + \; \frac{dC}{dl} \cdot u = \; \sum W \; - \; R_s, \tag{5}$$

где $R_S$ – скорость осаждения коксогенов к пристеночной области из реакционного потока, моль/л. Она рассчитывается как:

$$R_s = \frac{0.023}{(0.25 \cdot \pi)^{0.8}} \cdot \left(\frac{G^{0.8} \cdot \mu^{0.2} \cdot \omega_{\text{масс.}}}{D^{1.8} \cdot Sc^{\frac{2}{3}} \cdot M_{\text{см}}}\right), \tag{6}$$

где $G$ – массовый расход, кг/с, $\omega_{\text{масс.}}$ – массовая доля коксогенов в реакционном потоке, $D$ – диаметр змеевика, мм, $Sc$ – критерий Шмидта, $M_{\text{см}}$ – молярная масса смеси, г/моль, $\mu$ – коэффициент внутреннего трения газа, Па · с.

Таким образом, была получена динамика целевых продуктов, этилена и пропилена, представленная на рисунке 2.

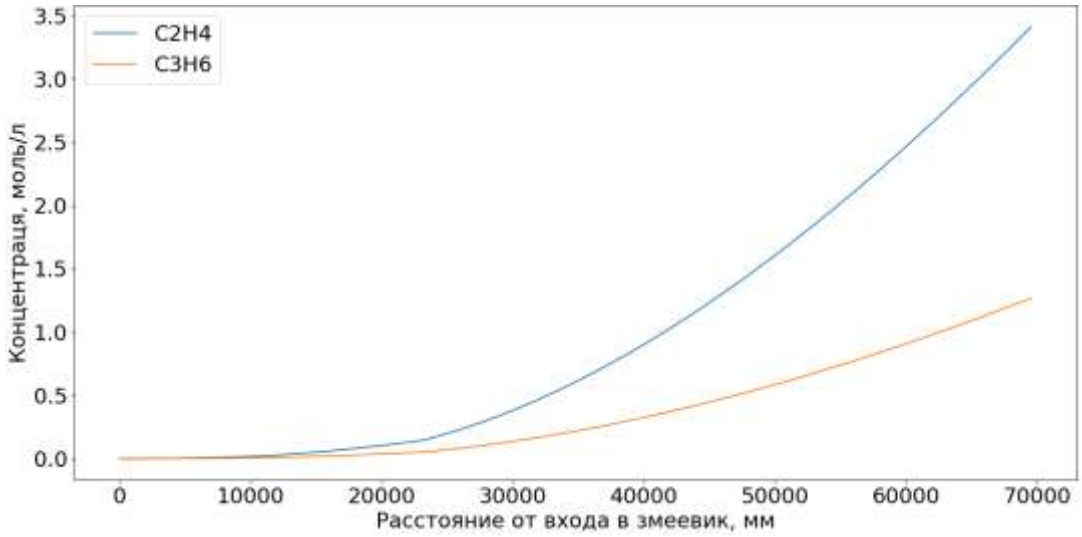



***Рис.2. Динамика целевых продуктов***

При дальнейшем развитии модели будут добавлены термодинамические расчёты, в которых в том числе будет учтено влияние слоя отложившегося кокса на процесс теплопередачи от сгорающего газового топлива печи к протекающей по змеевику реакционной смеси. Также будет расширена гидродинамическая модель для учета местных сопротивлений, которые встречает в змеевике углеводородный поток.

*Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 21-79-00233.*

Литература

1. Wu, W. Low-temperature ethylene production for indirect electrification in chemical production / W. Wu, H. Hu, D. Ding // Cell Reports Physical Science. – 2021. – P. 1–7.
2. Xia, W. Ethylene and propylene production from ethanol over Sr/ZSM-5 catalysts: A combined experimental and computational study / W. Xia, J. Wang, L. Wang, Ch. Qian, Ch. Ma, Y. Huang, Y. Fan, M. Hou, K. Chen // Applied Catalysis B: Environmental. – 2021. – P. 1–16.
3. Самедов Ф. А. и др. Математическое моделирование нестационарного процесса пиролиза углеводородов //Нефтехимия. – 2019. – Т. 59. – №. 2. – С. 143-151.
4. Fernandez-Baujin, J.M. New reactor design offers benefits / J. M. Fernandez-Baujin, S. M. Solomon // Oil Gas J. – 1976. – V. 74. – P. 94–95.

## ИЗМЕНЕНИЕ СТРУКТУРНО-ГРУППОВОГО СОСТАВА ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ В ПРОЦЕССЕ ГИДРООЧИСТКИ

**Гриценко Е.Ф., Аркенова С.Б., Назарова Г.Ю.**
Научный руководитель профессор Е.Н. Ивашкина
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Рост потребления нефти и нефтепродуктов, а также истощение нефтяных месторождений приводит к концу эпоху «лёгкой нефти». Сегодня в роли альтернативного ресурса выступает тяжелая нефть, которая характеризуется высокой вязкостью, а также повышенным содержанием сернистых и асфальто-смолистых соединений. Вследствие этого, для нефтеперерабатывающих компаний стоит задача повышения глубины переработки нефти [1]. Одновременно происходит ужесточение требований к качеству топлив и к его экологическим свойствам, описанным в регламенте Российской Федерации «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» [3]. Одним из основных процессов вторичной переработки нефти является каталитический крекинг, который позволяет получать ценный сжиженный углеводородный газ, компоненты высококачественного топлива (дизель, бензин) и тяжелый газойль. Сырьем для термокаталитической переработки выступает тяжелый вакуумный газойль, содержащий гетероатомные соединения (серу, кислород, азот) и некоторые металлы. Для улучшения эксплуатационных характеристик компонентов моторных топлив, а также уменьшения образования кокса и содержания оксидов серы в дымовых газах регенератора, сырье каталитического крекинга часто подвергают предварительной гидроочистке.

Параметры процесса гидроочистки зависят от качества сырья. Поэтому при построении математической модели гидрооблагораживания необходимы знания физико-химических свойств и состава вакуумного газойля.

Цель работы заключалась в определении физико-химических свойств и структурно-группового состава вакуумного газойля до и после гидроочистки.

Методы исследования включают: метод энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии на установке «СПЕКТРОСКАН S», рефрактометричекий метод на рефрактометре «Аббе», осцилляционный метод с использованием вискозиметра-плотномера Штабингера и n – d – M метод.

Были проведены исследования изменений физико-химических свойств вакуумного газойля в процессе гидроочистки. Полученные результаты представлены в таблице 1.

***Таблица 1***

***Физико-химические свойства сырья и продукта с установки гидроочистки***

| Образец | Молекулярная масса, г/моль | Средняя температура кипения по объёму, °С | Показатель преломления при 20 °С | Плотность при 20 °С, г/см$^3$ | Массовая доля серы, % масс |
|---|---|---|---|---|---|
| Сырье №1 | 344,8 | 400,83 | 1,5104 | 0,9110 | 1,797 |
| Продукт №1 | 398,5 | 414,3 | 1,4982 | 0,8938 | 0,121 |
| Сырье №2 | 343,8 | 399,83 | 1,5094 | 0,9099 | 1,794 |
| Продукт №2 | 385,2 | 421,33 | 1,4949 | 0,8931 | 0,121 |

Согласно полученным данным (таблица 1), массовая доля серы снизилась на 92-93 %, в связи с протеканием реакций гидрогенолиза сернистых соединений связей C – S (рисунок 1). В нефтях серосодержащие соединения представлены в виде меркаптанов, тиоэфиров, моно- и полициклических сульфидов. При этом тиофенолы и ароматические сульфиды труднее подвергаются гидрогенолизу, т.к. связь с ароматическим радикалом прочнее, чем с алифатическим.

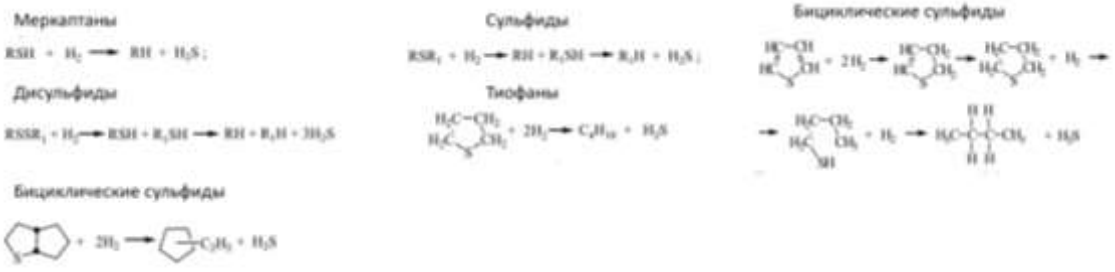



***Рис.1. Реакции гидрогенолиза [2]***

Было установлено, что в результате гидроочистки снижаются показатель плотности с 0,9110-0,9099 г/см$^3$ до 0,8938-0,8931 г/см$^3$ и показатель преломления с 1,5104-1,5095 до 1,4982-1,4949. Изменения связанны с протеканием реакций насыщения ароматических колец и полициклических ароматических углеводородов соединений (рисунок 2).

***Рис.2. Реакции насыщения [2]***

Для структурно-группового анализа нефтяных фракций с температурой кипения выше 220 °С используется метод n – d – M. Число колец и содержание углерода в различных структурных группах, входящих в состав «средней молекулы», вычисляются с применением формул и номограмм на основе значений удельной рефракции, плотности и молекулярной массы. Используя данные таблицы 1, был рассчитан структурно-групповой анализ вакуумного газойля. Полученные результаты приведены в таблице 2.

***Таблица 2***

***Структурно-групповой состав вакуумного газойля с установки гидроочистки***

| Показатели | Сырье | | Продукт | |
|---|---|---|---|---|
| | №1 | №2 | №1 | №2 |
| Содержание углерода в ароматических структурах, % | 23,022 | 22,448 | 15,813 | 17,322 |
| Содержание углерода в нафтеновых структурах, % | 17,569 | 18,247 | 22,877 | 20,907 |
| Содержание углерода в алкильных заместителях, % | 59,409 | 59,305 | 61,310 | 61,771 |
| Среднее число ареновых колец в молекуле | 0,937 | 0,912 | 0,748 | 0,790 |
| Среднее число нафтеновых колец в молекуле | 0,983 | 1,008 | 1,540 | 1,372 |

По данным таблицы 2 можно сделать выводы, что в процессе гидрооблагораживания вакуумного газойля снижается среднее число ареновых колец, при этом увеличивается число нафтеновых колец в молекуле. Содержание углерода в алкильных заместителей становится несколько выше за счет реакций гидрогенолиза. В результате раскрытия циклов произошло перераспределение содержания углерода в ароматических и нафтеновых структурах.

Полученные данные будут использованы при разработке математической модели, которая позволит выбрать оптимальные параметры процесса и повысить степень гидрооблагораживания вакуумного газойля.

Литература

1. Башкирцева, Н. Ю. Высоковязкие нефти и природные нефти / Н. Ю. Башкирцева // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т. 17. – № 19 – С. 29 –299.
2. Солодова Н. Л. Гидроочистка топлив: учебно-методическое пособие Казанский государственный технологический университет (КГТУ) //Казань: Изд-во КГТУ. – 2008.
3. Технический регламент «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» [Электронный ресурс]: Таможенный союз от 18.10.20011 № 826 (ред. От 19.12.2019). – Доступ из справ. правовой системы «Кодекс».

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ФАЗОВЫЙ СОСТАВ И СВОЙСТВА NI-MO-СОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

**Жиров Н.[1], Журавков С.П.[2]**

Научный руководитель кандидат химических наук А.С. Акимов[1]

***[1]Институт химии нефти Сибирское отделение Российской академии наук, г. Томск, Россия***

***[2]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Добываемое в настоящий момент нефтяное сырьё в последние годы требует к себе всё большего внимания. Наряду с повышением требований к качеству и чистоте продуктов нефтехимического комплекса также постепенно снижаются исходные свойства сырья ввиду его утяжеления. В связи с этим остро встает вопрос о модернизации старых или разработке новых катализаторов, направленных главным образом на снижение содержания гетероатомных соединений в различных видах топлива, особенно бензинового и дизельного [1].

Целью данной работы был синтез каталитических систем на основе соединений никеля и молибдена, а также исследование влияния температуры на конечный фазовый состав и свойства получившихся систем.

Синтез проводился методом пропитки исходного носителя – $\gamma$-$Al_2O_3$, с последующей сушкой и прокаливанием при различных температурах. Активность этих катализаторов определяется морфологией активной фазы носителя, которая зависит от метода его приготовления. $\gamma$-$Al_2O_3$ является типичным носителем для гидропроцессов ввиду свой невысокой стоимости, доступности, при этом обладая приемлемо высокими показателями по текстурным свойствам, что также оказывает воздействие на активность катализаторов на его основе [2].

Синтезированные системы были исследованы современными физико-химическими методами (в частности это ИК-спектроскопия и рентгенофазовый анализ (РФА). ИК спектры катализаторов записывались на инфракрасном Фурье спектрометре фирмы BOMEM MB-102 (Канада), частотный диапазон записи – 2500 – 25000 нм. Для подготовки образцов к съемке использовалась стандартная методика таблетирования (формирование таблетки из смеси образец: KBr = 1,5:500). Фазовый состав катализаторов исследовали на исследовательском комплексе Bruker D8 Advance с

использованием монохроматического CuKα-излучения (λ = 1,5418 Å). Съемка проводилась в угловом диапазоне 0-85 °, шаг по 2θ = 0,05 °.

Как видно из полученных спектров с повышением температуры исчезает полоса поглощения в области 1390 $см^{-1}$, которая соответствует группе $(NO_3)^-$, также при повышении температуры появляются некоторые полосы поглощения, относящиеся к оксидным структурам никеля и молибдена.

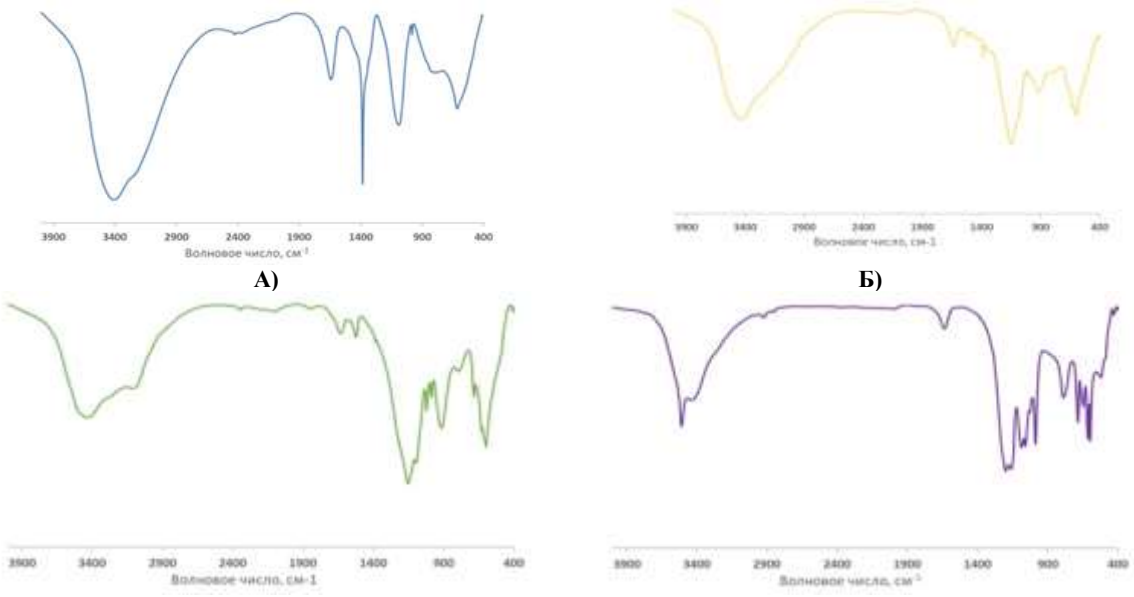



***Рис.1. ИК-спектры для образцов NiMo катализатора, подвергнутых термообработке при разных температурах: А) 25 °С; Б) 200 °С; В) 300 °С; Г) 400 °С***

Как видно из дифрактограмм, повышение температуры термической обработки также влияет на фазовый состав каталитических систем. В частности, исчезает ряд рефлексов в области 2 Θ = 0-20 °, которые относились фазам соли никеля ($(Ni(NO_3)_2$, $Ni(NO_3)_2*4H_2O$, $Ni(NO_3)_2*6H_2O$)).

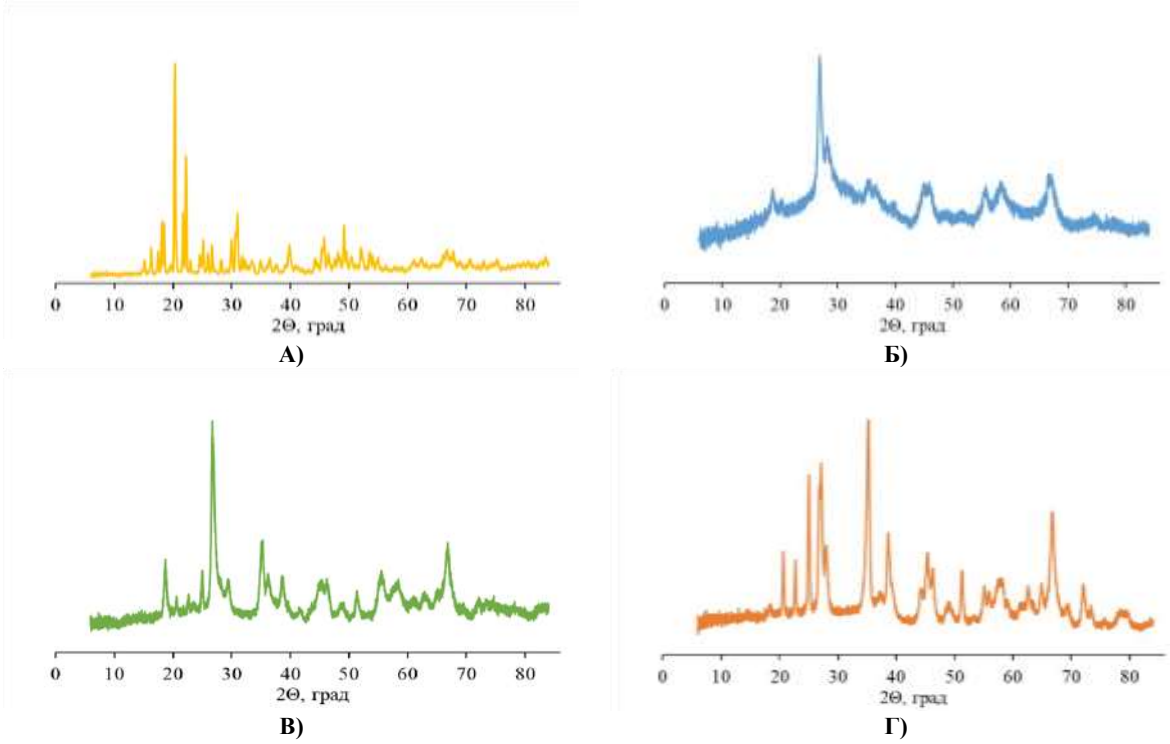



***Рис.2. Рентгеновские дифрактограммы каталитических систем (NiMo) и его прокаленных производных: А) 25 °С; Б) 200 °С; В) 300 °С; Г) 400 °С***

По результатам выполненной работы были сделаны следующие выводы: были приготовлены Ni-Mo-содержащие каталитические системы; повышение температуры обработки каталитических систем ведёт к значительному изменению фазового состава, что влечет за собой изменение свойств этих систем.

*Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН (проект FWRN-2021-0004), финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.*

Литература

1. Klimov O. V. et al. Bimetallic Co–Mo complexes: A starting material for high active hydrodesulfurization catalysts //Catalysis Today. – 2010. – Т. 150. – №. 3-4. – С. 196-206.
2. Leonova K. A. et al. Textural characteristics of sulphided hydrotreatment catalysts prepared using Co–Mo complex compounds //Adsorption. – 2013. – Т. 19. – №. 2. – С. 723-731.

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ЖИДКОФАЗНОГО АЛКИЛИРОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

**Копычева У.Н.**
Научный руководитель доцент В.А. Чузлов
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

На сегодняшний день наиболее распространенным методом получения алкилбензина является жидкофазное алкилирование, с использованием серной кислоты в качестве катализатора. Жидкофазное алкилирование не является самым эффективным и экологичным способом производства бензина, но замена катализатора в действующих установках экономически нецелесообразна. Поэтому оптимизация действующих установок, является ключевым фактором повышения эффективности производства высокооктанового компонента бензина [1].

Объектом исследования является процесс сернокислотного алкилирования, который позволяет получать высокооктановое топливо, не содержащие углеводороды ароматического и нафтенового строения. Основным компонентом алкилата является высокоразветвлённый изомер $C_8$ – 2,2,4-триметилпентан.

Для проведения исследований процесса сернокислотного алкилирования изобутана низшими олефинами необходимо применить метод математического моделирования, который позволит рассчитать состав и октановое число алкилата при различных технологических условиях процесса и переменном составе олефиновой и изобутановой фракций. Математическая модель процесса сернокислого алкилирования изобутана олефинами позволит повысить эффективность управления процессом, снизить риски производства и увеличить экономические показатели [2].

Процесс алкилирования изобутана олефинами протекает с выделением тепла (85-90 кДж/моль), исходя из законов термодинамики для производства алкилбензина предпочтительны низкие температуры. Также при повышении температуры более 15°С происходит увеличение скорости побочных реакций, в результате которых образуются нежелательные углеводороды $C_5$-$C_7$ и высокомолекулярные соединения. На рисунке 1 приведена зависимость октанового числа по исследовательскому методу от температуры в реакторе алкилирования.

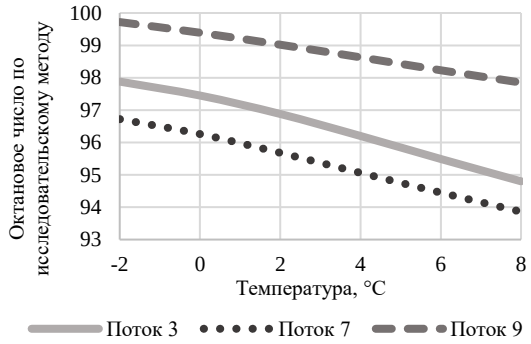



***Рис. 1. Влияние температуры на октановое число алкилата***

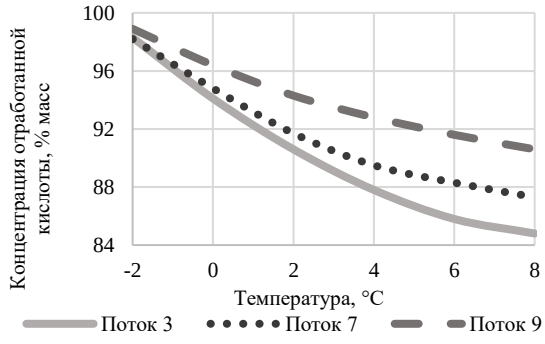



***Рис. 2. Влияние температуры на концентрацию отработанной кислоты***

Вследствие повышения температуры в реакторе происходит снижение вклада целевых реакций из-за повышения скорости побочных реакций, что ведет к уменьшению доли триметилпентанов в алкилате. Из-за снижения концентрации целевых компонентов в алкилбензине происходит падение октанового числа по исследовательскому методу.

Таким образом, повышение температуры негативно сказывается на скорости образования разветвлённых парафинов $C_8$ и снижает концентрацию катализатора, что также отрицательно влияет на качество получаемого продукта. При этом следует отметить, что при повышенной температуре вязкость и плотность кислоты снижается, увеличивается качество диспергирования углеводородов в дисперсионной среде.

С использованием предложенной математической модели были проведены исследования влияния расхода бутан-бутиленовой фракции при различных ее составах на качество алкилата, получаемого в процессе

сернокислотного алкилирования. Результаты исследования октановых характеристик алкилата при различной подаче бутан-бутиленовой фракции представлены на рисунке 3.

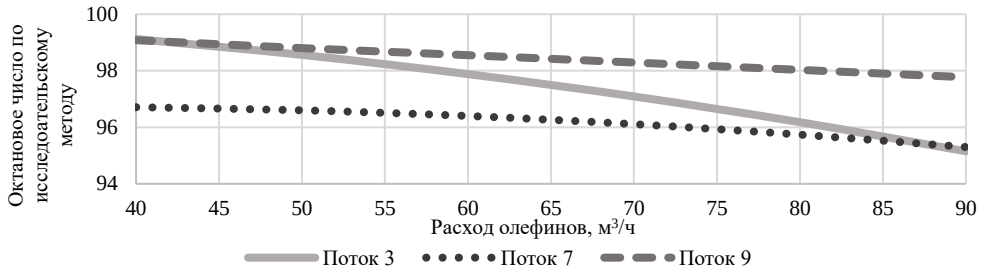



***Рис.3. Влияние расхода бутан-бутиленовой фракции на октановое число алкилата***

При увеличении расхода бутан-бутиленовой фракции происходит снижение исследовательского октанового числа алкилата вследствие снижения общего времени пребывания исходных реагентов в зоне протекания химических реакций. Снижение мольного соотношения изобутан / олефины в процессе сернокислотного алкилирования приводит к увеличению вклада побочных реакций образования полимерных соединений.

На рисунке 4 изображена зависимость концентрации целевых компонентов от расхода циркулирующего изобутана.

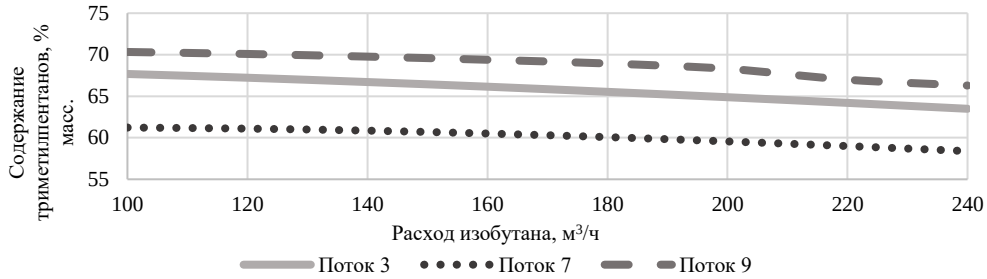



***Рис.4. Влияние расхода циркулирующего изобутана на содержание целевых компонентов***

По результатам расчетов, представленных на рисунке 4, при высоких значениях подачи циркулирующего изобутана происходит снижение массовой концентрации высокоразветвлённых изооктанов вследствие снижения общего времени пребывания исходного сырья в зоне протекания химических превращений.

Для поддержания требуемой концентрации в контакторы реакторного блока сернокислотного алкилирования подается свежая кислота с концентрацией 96-99 % масс. Результаты исследований, проведенных с использованием предложенной математической модели, представлены на рисунке 5.

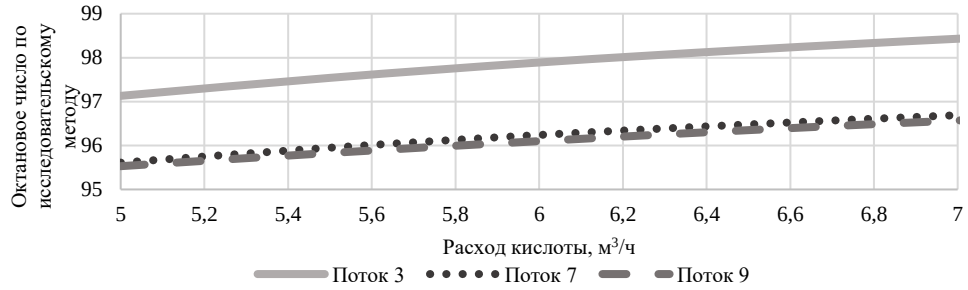



***Рис.5. Влияние расхода серной кислоты на октановое число***

По результатам проведенных исследований, при увеличении подачи свежей серной кислоты в реакционный контур происходит повышение ее концентрации внутри каждого из контакторов, что положительно сказывается на составе и, как следствие, октановом числе продуктового алкилата. Использование кислоты с чрезмерно высокой концентрацией может привести к усилению реакций сульфирования, в свою очередь пониженные концентрации (86 % масс. и менее) приводят к усилению побочных реакций полимеризации олефинов.

*Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента Российской Федерации МК-2911.2022.4.*

Литература

1. Meyers, R. A. Handbook of petroleum refining processes (edition 3) / R. A. Meyers. – New York: McGraw-Hill, 2003.
2. Ivanchina, E.D. Predictive Modeling of the Kinetics of Deactivation of Liquid-Phase Alkylation of Hydrocarbons Processes / E.D. Ivanchina, E.N. Ivashkina, I.O. Dolganova, V.A.. Chuzlov, U.N. Kopycheva, N.R. Ivancin // Petroleum and Coal. – 2021. – V. 63(2). – P. 447–454.

# ИЗМЕРЕНИЕ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО РАВНОВЕСИЯ ЖИДКОСТЬ-ЖИДКОСТЬ В СИСТЕМЕ АНИЛИН – 4,4'-МЕТИЛЕНДИФЕНИЛАМИН – ВОДА

**Кульчаковский П.И.[1,2], Мась В.А.[2], Пенкова О.В.[2], Ленев Д.А.[2]**
Научный руководитель научный сотрудник Н.С. Белинская[1]
*[1]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*
*[2]ООО НИОСТ, г. Томск, Россия*

4,4'-метилендифениламин (МДА) является основным полупродуктом в производстве полиизоцианатов на основе метилендифенилдиизоцианата (МДИ), продукте основного органического синтеза, используемого для получения полиуретана, адгезионных и других материалов и с годовым производством в 10 млн т.г. на 2018 год [1]. Синтез МДА проводится в избытке анилина по реакции 1.

$$(n+1)\ C_6H_5NH_2 + nCH_2O \xrightarrow{HCl} [NH_2HCl - C_6H_4 - CH_2]n - C_6H_4 - NH_2HCl + nH_2O \qquad (1)$$

Избыток анилина, применение водных растворов формальдегида и соляной кислоты определяют компонентный состав полиамина-сырца (непрореагировавший анилин, вода и n-меры на основе МДА). В классической технологии синтеза сырец проходит стадии нейтрализации, промывки и ректификации для получения, очищенного МДА, где дополнительно смешивается с водой и анилином. На этих стадиях активно используются процессы экстракции и декантации [2]. Для качественного описания этих процессов необходимы данные по равновесию жидкость-жидкость (liquid-liquid equilibrium, LLE) основных компонентов. Поскольку n-меры с n>2 практически нерастворимы в воде, а также практически не летучи из-за высокой температуры кипения, практический интерес представляет система анилин – МДА – вода. Так, на стадии нейтрализации и промывки неоднократно происходит расслоение смеси с ограниченной взаимной растворимостью на органическую фазу, преимущественно состоящую из анилина и МДА, и водную, преимущественно обогащенную водой и небольшим количеством анилина.

В литературных источниках было обнаружено значительное количество работ, посвященных расслоению системы анилин-вода, например, работы [3-4], однако не удалось обнаружить данных по системам анилин-МДА, МДА-вода или тройной системе. Для восполнения этого пробела было проведено экспериментальное исследование равновесие LLE для тройной системы вода-анилин-МДА при 55 °C.

В работе применялся анилин ЧДА по ГОСТ 5819, MDA CAS 101-77-9 (производство Sigma-Aldrich), вода (бидистиллят собственного производства) и триэтиленгликоль перегнанный с чистотой 99,1 %. Исследование проводилось по следующей методике. Компоненты образцов, содержащие воду, анилин и 4,4’-МДА взвешиваются на аналитических весах (AND GR-200) и переносятся в пробирки объемом 20 мл с резьбовыми крышками. Штатив с пробирками помещается в сушильный шкаф (Binder ED 115) и термостатируется при заданной температуре 1 час, затем каждая пробирка встряхивается и выдерживается в шкафу в течение 16 часов. Время выдержки подобрано таким образом, чтобы произошло полное разделение органической и неорганической фаз. По окончанию выдержки с использованием шприца отбираются по три пробы органической и неорганической фазы. Пробы растворяются в триэтиленгликоле для предотвращения разделения фаз в процессе хранения. С помощью газовой хроматографии (Agilent 7890A) определяется содержание анилина, 4,4’-МДА и воды в полученных пробах. Результаты для средних значений составов пробы приведены в Таблице 1.

***Таблица 1***

***Экспериментальные данные по LLE (массовые доли) для системы МДА-анилин-вода***

| Органическая фаза | | Водная фаза | | Загрузка | |
|---|---|---|---|---|---|
| Анилин | МДА | Анилин | МДА | Анилин | МДА |
| 0,2325 | 0,7075 | 0,0133 | 0,0036 | 0,1667 | 0,5000 |
| 0,4006 | 0,5392 | 0,0221 | 0,0034 | 0,2333 | 0,3000 |
| 0,3075 | 0,6320 | 0,0186 | 0,0059 | 0,2000 | 0,4000 |

Результаты исследования сравниваются с расчетом, выполненным в программном комплексе Aspen Plus. Для моделирования применялся метод UNIFAC (Functional group Activity Coefficients) [5]. Молекула МДА была представлена функциональными группами, приведенными в таблице 2.

***Таблица 2***

***Экспериментальные данные по LLE (массовые доли) для системы МДА-анилин-вода***

| Номер группы | Описание | Кол-во групп |
|---|---|---|
| 1100 | Aromatic >C= | 1 |
| 1105 | Aromatic -CH= | 8 |
| 1155 | Aromatic C-CH2- | 1 |
| 1800 | Aromatic C-NH2 | 2 |

Результат сравнения представлен на рисунке 1. Синими линиями представлены расчетные узлы расслаивания, красным – экспериментальные данные, точками отмечены средние значения составов проб.

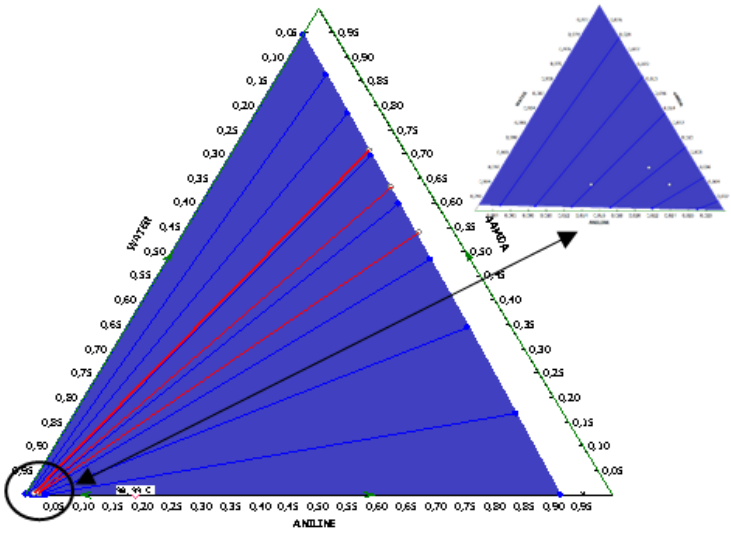



***Рис.1. Сравнение экспериментальных результатов с расчетами по UNIFAC для LLE системы анилин-МДА-вода***

Увеличенный участок водной фазы приведен на рисунке 2. Из представленных на рисунке 2 данных видно, что UNIFAC показывает более низкие концентрации анилина и МДА в водной фазе. В работе проведена регрессия экспериментальных данных для калибровки коэффициентов бинарного взаимодействия уравнения NRTL (non random two liquids) по методике, аналогичной представленной в источнике [6].

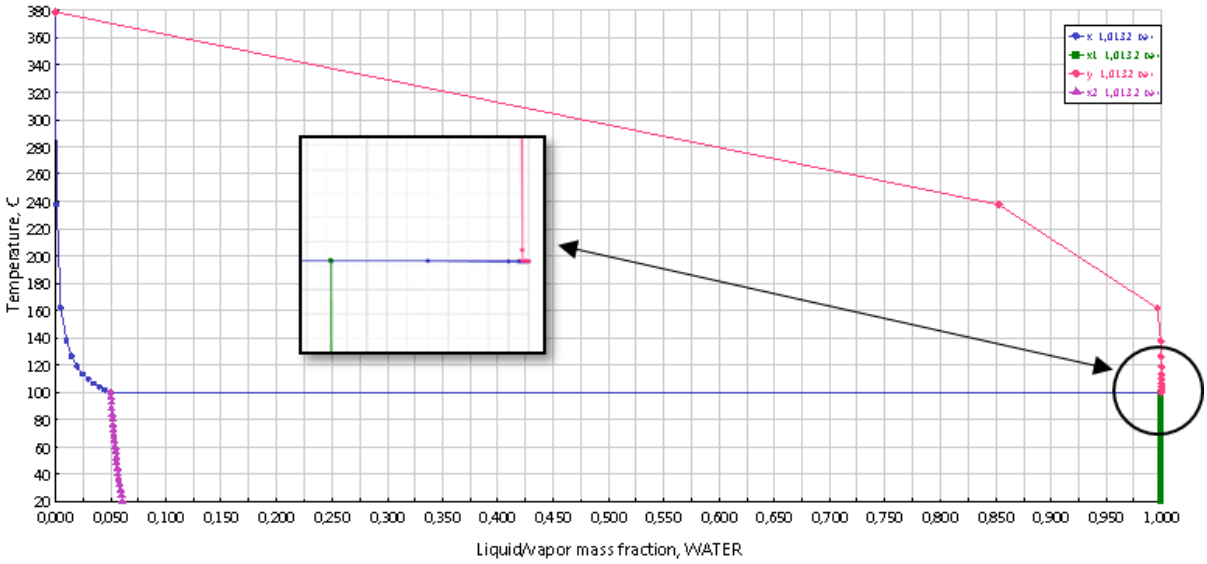



***Рис.2. Диаграмма равновесия пар-жидкость-жидкость по UNIFAC для системы МДА-вода***

Также любопытно отметить наличие гетерозеотропной системы МДА-вода (рисунок 2), что встречается довольно редко и описано, например, в работе [7].

Литература

1. Данные компании ИХТЦ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: ect-center.com, свободный – (19.03.2022).
2. Falcke H., Holbrook S., Clenahan I., et al. // Industrial Emission Directive 2010/75/EU. Best Available Techniques. – 2017. – 693 p.
3. Grozdanić, N.D. Cloud Point Phenomena in the (Aniline or N,N-Dimethylaniline + Water) Solutions, and Cosolvent Effects of Liquid Poly(ethylene glycol) / N.D. Grozdanić, D.A. Soldatović, P.S. Šerbanović, I.R. Radović, M.L. Kijevčanin // Journal of Chemical & Engineering Data. –2015. – V. 60(3). – P. 493–498.
4. Bernauer, M. Temperature Dependences of Limiting Activity Coefficients and Henry's Law Constants for Nitrobenzene, Aniline, and Cyclohexylamine in Water / M. Bernauer, V. Dohnal, A. Roux, G. Roux-Desgranges, V. Majer // Journal of Chemical & Engineering Data. – 2006. – V. 51(5). – P. 1678–1685.
5. Gmehling J., Kolbe B., Kleiber M., Rarey J., Chemical Thermodynamics for Process Simulation. Wiley, 2012. – 744 p.
6. Sandler S.I., Using Aspen Plus in thermodynamics instruction. Wiley, 2015. – 358 p.
7. Свентославский, В. В. Азеотропия и полиазеотропия. / В. В. Свентославский. – М: Химия, 1968. – 243 с.

# ВЛИЯНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ И ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ НА СТАБИЛЬНОСТЬ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

**Кухарева Е.В.**
Научный руководитель с.н.с. Ю.В. Лоскутова
***Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия***

Добыча нефти неизбежно сопровождается образованием водонефтяных эмульсий, разделение которых составляет одну из главных задач промысловой подготовки нефти. Для этого используются различные физико-химические методы воздействия: термообработка, ввод химических реагентов – деэмульгаторов (ДЭ), обработка добываемой продукции различными типами физических полей (электрическими, электромагнитными, магнитными, микроволновыми, акустическими и т.д.) [1]. В последние годы значительно возрос интерес специалистов добывающих компаний к применению магнитных устройств или магнитоактиваторов, которые позволяют минимизировать процент содержания воды в добываемой нефти. Преимуществом магнитной обработки (МО) является ее низкая энергозатратность, высокий коэффициент полезного действия, техническая и экологическая безопасность [2, 3].

Механизм деэмульсации довольно сложен из-за многообразия состава нефти и разного количества эмульгирующих веществ, определяющих стабильность эмульсий. Поэтому не существует универсального деэмульгатора, разрушающего все виды водонефтяных эмульсий. В связи с этим важное значение имеет разработка новых деэмульгирующих композиций (ДК) и изучение их эффективности в процессе разрушения эмульсий. Комплексная обработка магнитным полем и химическими деэмульгаторами является перспективным методом деэмульсации нефтей [3].

В качестве объектов исследования были выбраны нефти Столбового (Томская область) и Восточно-Каменного (ХМАО) месторождений, а также 10 и 50 % мас. эмульсии на их основе. Нефть Восточно-Каменного месторождения является высокопарафинистой с содержанием 6,7 % мас. парафинов и смолистой (14 % мас.). Нефть Столбового месторождения характеризуется как малопарафинистая (0,4 % мас.) и смолистая (9,5 % мас.).

В качестве поверхностно-активных веществ для деэмульсации нефти использовали промышленные деэмульгаторы марки Kemelix 3448x и ТНД-А, а также деэмульгирующие композиции на основе полипропиленгликоля (ППГ): ППГ+Тексапон ($ППГ_{Текс}$) и ППГ+Tween ($ППГ_{Tw}$), полученные в лаборатории реологии нефти ИХН СО РАН. Характеристики этих реагентов приведены в таблицах 1 и 2.

***Таблица 1***

***Состав химических реагентов***

| ПАВ | Шифр образца | Растворитель / Содержание ПАВ в растворителе, % мас. |
|---|---|---|
| Kemelix | Kem | толуол / 10 |
| ТНД-А | ТНД-А | толуол / 10 |
| Полипропиленгликоль | ППГ | толуол / 10 |
| Tween 60 | Tw | этанол / 20 |
| Тексапон | Текс | этанол / 70 |

***Таблица 2***

***Состав деэмульгирующих композиций на основе 10 % мас. раствора ППГ***

| Шифр образца | Добавка к ППГ | Состав композиции, % мас. |
|---|---|---|
| $ППГ_{Tw}$ | Tween | 9,5 ППГ+0,5 Tween+88,0 толуол+2,0 этанол |
| $ППГ_{Текс}$ | Тексапон | 9,5 ППГ+0,5 Тексапон+89,8 толуол+0,2 этанол |

Эмульсии с содержанием водной фазы 10 и 50 % мас. были приготовлены в лабораторных условиях при перемешивании нефтей на механической мешалке (2500 об./мин, 10 мин, 20 °С). В качестве водной фазы была использована дистиллированная вода. Полученные эмульсии показали высокую устойчивость, расслоение образцов не происходило в течение 24 ч отстаивания при 20 и 50 °С.

Магнитная обработка исследуемых водонефтяных эмульсий проводилась в лабораторных условиях в магнитоактиваторе марки МАУТ (ПКФ «Экси-Кей», г. Томск), магнитная система которого состоит из высокоэнергетических магнитов на основе сплавов редкоземельных металлов Nd-Fe-B с амплитудой индукции магнитного поля 0,35 Тл. Обработка осуществлялась при комнатной температуре, время пребывания эмульсии в рабочей зоне МАУТ составило порядка 2 – 4 с.

Для отслеживания динамики выделения водной фазы из обработанной нефтяной эмульсии использовали лабораторный метод испытания на эффективность деэмульгаторов «Bottle Test». Образцы эмульсий с различным содержанием водной фазы помещали в мерные цилиндры объемом 50 $см^3$, в которые дозировали химический реагент в концентрации 100 и 200 г/т нефти. Температура отстаивания образца составляла 20 и 50 °С, время отстаивания – 2 ч.

Для изучения устойчивости водонефтяных эмульсий после комплексного воздействия ДЭ и магнитного поля была поставлена задача проанализировать влияние различных деэмульгаторующих реагентов (ДР) на эмульсии различного состава. Для этого к образцам эмульсий с различным содержанием водной фазы добавляли исследуемые ДЭ. С помощью метода «Bottle test» для каждого образца были отобраны два реагента, имеющих наибольшую деэмульгирующую способность при 2 °С. С этими ДР в дальнейшем велись экспериментальные исследования устойчивости 10 и 50 % мас. эмульсий после комплексного воздействия (КВ) МО и ДЭ (таблица 3).

***Таблица 3***

***Экспериментально отобранные высокоэффективные деэмульгирующие реагенты для разрушения водонефтяных эмульсий (при 20 ℃)***

| Массовая доля воды в эмульсии, % | Нефть Столбового месторождения | | | Нефть Восточно-Каменного месторождения | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Концентрация ДЭ в эмульсии, г/т | | Остаточная обводненность, % | Концентрация ДЭ в эмульсии, г/т | | Остаточная обводненность, % |
| 10 | Kemelix | 100 | 4,4 | Kemelix | 100 | 0,2 |
| | | 200 | 2,2 | | 200 | 10,0 |
| 50 | Kemelix | 100 | 14,0 | Kemelix | 200 | 10,0 |
| | ТНД-А | 100 | 28,0 | $ППГ_{Текс}$ | 200 | 10,0 |

Комплексное воздействие проводилось в двух последовательностях: 1 – магнитная обработка с последующим вводом деэмульгирующего реагента (МО+ДР); 2 – ввод деэмульгирующего реагента с последующей обработкой магнитным полем (ДР+МО). Результаты комплексного воздействия на деэмульсацию исследуемых образцов представлены в таблице 4.

***Таблица 4***

***Результаты комплексного воздействия (КВ) магнитного поля и деэмульгаторов на эмульсии нефтей Столбового и Восточно-Каменного месторождений***

| Нефть Столбового месторождения | | Нефть Восточно-Каменного месторождения | |
|---|---|---|---|
| Вид КВ | Остаточная обводненность, % | Вид КВ | Остаточная обводненность, % |
| 10 % мас. эмульсия | | | |
| МО + Kemelix, 100 г/т | 0,0 | МО + Kemelix, 100 г/т | 0,0 |
| МО + Kemelix, 200 г/т | 0,0 | МО + Kemelix, 200 г/т | 7,0 |
| Kemelix, 100 г/т + МО | 0,0 | Kemelix, 100 г/т + МО | 0,0 |
| Kemelix, 200 г/т + МО | 0,0 | Kemelix , 200 г/т + МО | 0,2 |
| 50 % мас. эмульсия | | | |
| МО + Kemelix, 100 г/т | 12,0 | МО + Kemelix, 200 г/т | 76,0 |
| МО + ТНД-А, 100 г/т | 20,0 | МО + $ППГ_{Текс}$, 200 г/т | 0,0 |
| Kemelix, 100 г/т + МО | 10,0 | Kemelix , 200 г/т + МО | 6,0 |
| ТНД-А, 100 г/т + МО | 98,0 | $ППГ_{Текс}$, 200 г/т + МО | 6,0 |

Для 10 % мас. эмульсии смолистой малопарафинистой нефти Столбового месторождения остаточная обводненность после обработки промышленным деэмульгатором Kemelix в концентрации 100 и 200 г/т составила 4,4 и 2,2 % соответственно (таблица 3). После комплексного воздействия магнитным полем и вводом ДЭ в обеих концентрациях и при различной последовательности обработки происходит полное разрушение эмульсии, а остаточная обводненность нефтяной фазы составила 0 %. Ввод деэмульгаторов в магнитообработанную 50 % эмульсию позволяет повысить эффективность деэмульсации нефти на 2 – 8 %.

На 10 % водонефтяную эмульсию высокопарафинистой нефти Восточно-Каменного месторождения наибольший деэмульгирующий эффект оказало комплексное воздействие магнитного поля и ДЭ Kemelix в концентрации 100 г/т в обеих последовательностях. Так же было показано, что после МО и последующего ввода 200 г/т ДК $ППГ_{Текс}$ в 50 % нефтяную эмульсию наблюдается ее полное расслоение на водную и нефтяную фазу.

Комплексная обработка магнитным полем и химическим регентами является эффективным методом разрушения 10 % мас. эмульсии смолистой малопарафинистой, а также 10 и 50 % мас. эмульсий смолистой высокопарафинистой нефти. Использование данного метода позволяет исключить стадию нагревания до 50 ºС при подготовке нефти на промысле. Полученные в лаборатории реологии нефти ИХН СО РАН деэмульгирующие композиции на основе полипропиленгликоля (ППГ) российского производства, полимерную основу которого составляет высокомолекулярный ППГ с гидрофильными концевыми группами, могут быть использованы вместо промышленного деэмульгатора марки Кемеликс импортного производства, что является экономически целесообразным. Результаты проведенного исследования возможно применить в опытно-промышленных испытаниях при обезвоживании и подготовке нефтей различного состава на месторождениях Западной и Восточной Сибири.

Литература

1. Позднышев, Г. Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий / Г. Н. Позднышев. – М.: Недра, 1982. – 221 с.
2. Небогина Н. А., Прозорова И. В., Юдина Н. В. Влияние содержания воды в нефти на формирование и реологические свойства водонефтяных эмульсий //Нефтяное хозяйство. – 2008. – №. 12. – С. 90-92.
3. Лоскутова, Ю. В. Влияние магнитного поля и химических реагентов на структурно-механические характеристики высокопарафинистой нефти / Ю. В. Лоскутова, Н. В. Юдина // Химия в интересах устойчивого развития. – 2020. – № 2. – С. 186–192.

# ПРЯМОЕ ОКИСЛЕНИЕ БЕНЗОЛА В ФЕНОЛ В НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ПЛАЗМЕ БАРЬЕРНОГО РАЗРЯДА: ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ РЕАКТОРА

**Лещик А.В.**
Научный руководитель главный научный сотрудник С.В. Кудряшов
***Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия***

Введение. Ранее, в литературе были показаны принципиальные способы возможного окисления бензола до фенола с использованием барьерного разряда [1]. Была установлена зависимость конверсии бензола от состава окисляющего газа. На сегодняшний момент представляет интерес исследование влияния начальной концентрации паров бензола на его конверсию. Были получены результаты по окислению бензола в БР воздухом при различной температуре.

В наших условиях эксперимента начальная концентрация бензола в исходной смеси соответствует равновесной при данной температуре стенок реактора и варьирование её значения является оптимальным способом управления начальной концентрацией паров бензола в разрядной зоне реактора.

Экспериментальная часть. Эксперименты проведены на установке (рисунок 1) с вертикально расположенным проточным плазмохимическим реактором [2]. Температуру стенок реактора регулировали в пределах от 10 °С до 40 °С, что соответствовало диапазону начальных концентраций паров бензола в исходной смеси $2{,}0\cdot10^{-4}$–$7{,}3\cdot10^{-4}$ г/см$^3$. Во всех экспериментах объёмный расход бензола составлял 0,26 см$^3$/мин, воздуха – 60 см$^3$/мин. Время контакта парогазовой смеси с разрядной зоной реактора составило 10,5 с. Пары бензола, попадая на стенки реактора, конденсируются на их поверхности и образуют плёнку жидкого бензола. Продукты окисления бензола растворяются в этой плёнке и стекают в приёмник. Смесь полученных продуктов окисления бензола была проанализирована методами газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии.

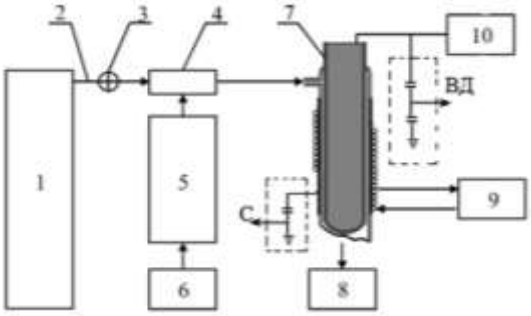



***Рис.1. Схема экспериментальной установки с плазмохимическим реактором***

***1 – газовый баллон; 2 – газовая линия; 3 – регулировочный вентиль; 4 – смеситель; 5 – испаритель; 6 –перистальтический насос; 7 – реактор; 8 – приёмник; 9 – термостат; 10 – высоковольтный генератор; ВД– высоковольтный делитель напряжения; С – ёмкостной шунт***

Результаты. При окислении бензола воздухом в барьерном разряде при различной температуре реактора было установлено, что с её ростом с 10 °С до 40 °С конверсия бензола возрастает с 0,4 % мас. до 0,5 % мас. (энергозатраты при этом незначительно снижаются).

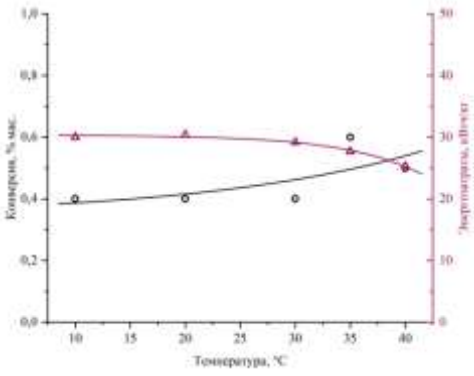



***Рис.2. Зависимость конверсии бензола от температуры реактора при его окислении воздухом в барьерном разряде***

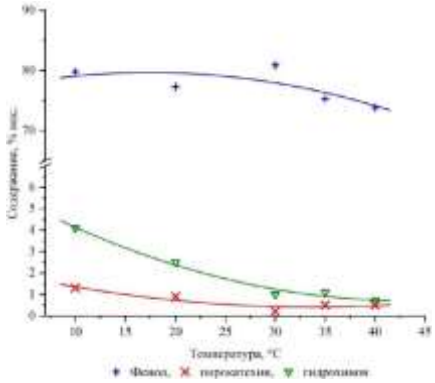



***Рис.3. Зависимость содержания фенола, гидрохинона и пирокатехина в смеси продуктов окисления бензола от температуры плазмохимического реактора при его окислении воздухом***

Изучена зависимость содержания фенола, гидрохинона и пирокатехина в смеси продуктов окисления бензола от температуры реактора (рисунок 3). Установлено, что при самой низкой температуре реактора в смеси продуктов

окисления бензола содержание двухатомных фенолов больше, чем при самой высокой температуре исследованного диапазона. В частности, содержание гидрохинона возрастает в 4 раза. При этом содержание фенола в целом слабо подвержено влиянию температуры проведения процесса.

Заключение. Изучены закономерности прямого окисления бензола в фенол воздухом в плазме барьерного разряда при различной температуре плазмохимического реактора. Основным продуктом синтеза является фенол, а также в незначительном количестве двухатомные фенолы (гидрохинон и пирокатехин). Показано, что контроль температуры реактора в процессе окисления бензола в плазме барьерного разряда целесообразен для управления как величиной конверсии бензола, так и составом продуктов реакции.

*Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН на 2021–2025 г., финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (проект 121031500049-8).*

Литература

1. Ascenzi D. et al. Phenol production in benzene/air plasmas at atmospheric pressure. Role of radical and ionic routes //The Journal of Physical Chemistry A. – 2006. – Т. 110. – №. 25. – С. 7841-7847.
2. Kudryashov S. et al. Oxidation of Propylene with Oxygen and Air in a Barrier Discharge in the Presence of Octane //Plasma chemistry and plasma processing. – 2011. – Т. 31. – №. 5. – С. 649-661.

## ВЛИЯНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО И НИЗКОЧАСТОТНОГО АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

**Лукина Е.А.[1], Лоскутова Ю.В.[2]**
Научный руководитель с.н.с. Ю.В. Лоскутова[2]
***[1]Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия***
***[2]Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия***

В настоящее время не теряют актуальность исследования по изучению воздействий малоэнергетических физических полей, позволяющих без значительных энергетических и экономических затрат перестраивать структуру нефтесодержащих систем в процессе добычи, транспорта и хранения нефтей. Поэтому использование постоянных или переменных электромагнитных полей или низко- и высокочастотной акустической обработки привлекают к себе внимание высокой эффективностью, меньшим потреблением электроэнергии и более стабильными показателями рабочих характеристик для создания современных высокотехнологичных методов подготовки нефти к транспорту и переработки [2, 4].

В качестве объекта исследования в работе использовали тяжелую высоковязкую малопарафинистую нефть Русского месторождения (ЯНАО) с содержанием смол и асфальтенов выше 17 % мас.

Температуру застывания и вязкостно-температурные характеристики нефти определяли на компактном мини-ротационном вискозиметре ИНПН «Кристалл» (ИХН СО РАН, г. Томск) [3]. Реологические зависимости вязкости и напряжения сдвига от скорости сдвига нефти при различных температурах определяли на ротационном вискозиметре Brookfield LVDV-III Ultra (Брукфилд, США), который применяется для измерения вязкости жидкости при заданных скоростях сдвига.

Электромагнитную обработку (ЭМО) проводили при комнатной температуре в течение 2 и 5 ч с помощью используемого в ЯМР-спектрометре постоянного электромагнита, магнитная индукция которого равна 2 Т (ЭМО1 – 2 ч обработки, ЭМО2 – 5 ч обработки).

На рисунке 1 приведены реологические зависимости для нефти, обработанной электромагнитным полем при 20, 0, минус 10 °С, по ним рассчитаны значения реологических коэффициентов – предельного напряжения сдвига $\tau_0$ и пластической вязкости $\mu$ (табл. 1).

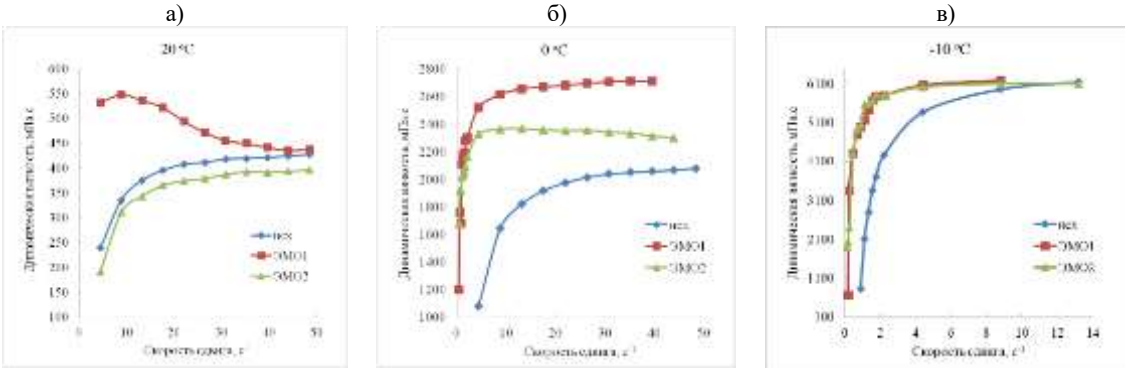



***Рис.1. Реологические зависимости динамической вязкости от скорости сдвига нефти до и после ЭМО при 20 °С (а), 0 °С (б) и минус 10 °С (в)***

***Таблица 1***

***Реологические коэффициенты и энергетические параметры исследуемой нефти до и после ЭМО при различных температурах***

| Образец нефти | $\tau_0$, Па | | | $\mu$, мПа·с | | | $E_a^{вт}$, кДж/моль | $T_{фп}$, °С | $T_з$, °С |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 20 °С | 0 °С | -10 °С | 20 °С | 0 °С | -10 °С | | | |
| исх | 20,1 | 96,1 | 165,2 | 424,5 | 2069,2 | 6056,7 | 66,0 /4,1 | -13,2 | -41,8 |
| ЭМО1 | 38,0 | 170,5 | 197,4 | 429,2 | 2710,3 | 6130,7 | 60,0 /1,9 | -16,6 | -43,6 |
| ЭМО1 ч/з 48 ч | 14,2 | 111,4 | 153,6 | 280,1 | 2331,1 | 5861,7 | | | |
| ЭМО2 | 17,9 | 155,2 | 196,4 | 404,6 | 2316,5 | 6104,7 | 61,3 / 2,2 | -15,4 | -44 |
| ЭМО2 ч/з 48 ч | 15,3 | 112,4 | 159,9 | 292,1 | 2170,2 | 5906,7 | | | |

Предельное напряжение сдвига $\tau_0$ и пластическая вязкость $\mu$ после 2 ч ЭМО возрастают во всем температурном диапазоне. С увеличением времени обработки до 5 ч значения коэффициентов снижаются только при 20 °С и возрастают с понижением температуры. Также фиксировались значения вязкости спустя 48 ч после обработки. Через 2 суток после ЭМО полной релаксации свойств не происходит: при 20 и минус 10 °С предельное напряжение сдвига и вязкость продолжают снижаться, а при 0 °С – до значений, выше исходных. При 20 °С этот эффект наиболее заметен, вязкость уменьшается на 66 и 68 % для 2 и 5 ч ЭМО соответственно.

Для расчета энергии активации вязкого течения $E_a^{вт}$ строилась логарифмическая зависимость динамической вязкости нефти от обратной температуры ln $\eta(1/T)$ в диапазоне от 20 до минус 25 °С по данным, полученным с использованием прибора ИНПН “Кристалл”. Величина $E_a^{вт}$ определяется по тангенсу угла наклона касательной к криволинейной зависимости. Для исходной нефти график имеет два участка, разделенных точкой перегиба, соответствующей температуре фазового перехода ($T_{фп}$) «золь – гель» (табл. 1).

$E_a^{вт}$ нефти снижается после 2 и 5 ч ЭМО, при этом температура $T_{фп}$ сдвигается в низкотемпературную область на 3,4 и 2,2 °С соответственно. Также после ЭМО наблюдается понижение температуры застывания $T_з$ на 2,2 и 1,8 °С соответственно.

Низкочастотную акустическую обработку (НАО) осуществляли на лабораторной установке ВЛ-1 [1], колебательная система которой состоит из вибрирующего элемента – активатора, упругих элементов и моторной части, погруженной в обрабатываемую жидкость. Для поддержания устойчивых возвратно-колебательных движений активатора в систему передается энергия по средствам электромагнитного поля [3]. Обработку в течение 5 – 60 мин проводили при комнатной температуре на промышленной частоте $f$ = 50 Гц.

Для обработанной нефти при 20 °С были сняты реологические кривые и по ним рассчитаны значения предельного напряжения сдвига $\tau_0$ и пластической вязкости $\mu$ (таблица 2).

***Таблица 2***

***Реологические коэффициенты и энергетические параметры исследуемой нефти до и после НАО и комплексной обработки при 20 °С***

| Образец нефти | $\tau_0$, Па | $\mu$, мПа·с | $E_a^{вт}$, кДж/моль | $T_{фп}$, °С | $T_з$, °С |
|---|---|---|---|---|---|
| исх | 20,1 | 424,5 | 66,0 /4,1 | -13,2 | -41,8 |
| 5 мин НАО | 35,5 | 442,5 | 71,6 / 28,7 | -9,2 | -42 |
| 10 мин НАО | 40,1 | 419,7 | 68,9/0 | нет | -43,1 |
| 20 мин НАО | 39,6 | 420,6 | 69,7 / 35,2 | -9,3 | -44,9 |
| 30 мин НАО | 41,2 | 391,3 | 69,0 / 55,1 | -6,6 | -44,7 |
| 40 мин НАО | 41,2 | 396,7 | 68,4 / 38,4 | -6,4 | -43,3 |
| 60 мин НАО | 47,0 | 436,1 | 70,3 / 41,7 | -8,0 | -42,7 |
| 20 мин НАО + 2ч ЭМО (1 в) | 8,5 | 421,2 | 70,3 / 32,9 | -9,7 | -44 |
| 20 мин НАО + 5ч ЭМО (2 в) | 2,1 | 371,9 | 69,7 / 29,7 | -8,2 | -43,8 |

После низкочастотного акустического воздействия наблюдается увеличение предельного напряжения сдвига, однако пластическая вязкость при этом или практически не изменяется или понижается незначительно.

По графикам зависимости вязкости от температуры нефти до и после НАО были рассчитаны $E_a^{вт}$ и определены температуры $T_{фп}$. Установлено, что не зависимо от времени обработки $T_{фп}$ повышается, при этом $E_a^{вт}$ в высокотемпературной области изменяется не значительно, а в области низких температур, напротив, резко увеличивается в 7 – 13 раз. Кроме того, после 20 и 30 мин НАО наблюдается наибольшее снижение температуры застывания на 3,1 и 2,9 °С соответственно. НАО разрушает существующую в нефтяной системе коллоидно-дисперсную структуру, что приводит к значительному изменению структурно-механических свойств.

В ходе комплексного воздействия нефть сначала подвергали 20-минутной НАО, а далее в течение 2 и 5 ч – электромагнитному воздействию. Для нефти после комплексной обработки также были сняты при 20 °С реологические зависимости и по ним рассчитаны значения коэффициентов (таблица 2). После 1 и 2 варианта (1 в и 2 в) комплексного воздействия в нефти происходит разрушение нефтяной структуры, что характеризуется резким снижением величины предельного напряжения сдвига на 58 и 90 % и вязкости на 0,8 и 12,4 % соответственно. Однако на значения $E_a^{вт}$ в высокотемпературной области обработка практически не оказала влияния. После комплексного воздействия наблюдается снижение $T_з$ на 2,2 и 2,0 °С и повышение температуры $T_{фп}$ на 3,5 и 5 °С соответственно.

Таким образом, в работе изучено влияние электромагнитной обработки, низкочастотного акустического воздействия и комплексной обработки на реологические свойства, температуру застывания и энергетические параметры высоковязкой нефти Русского месторождения. Показано, что после 5 ч ЭМО при 20 °С наблюдается снижение предельного напряжения сдвига и пластической вязкости, значения которых не восстанавливаются через 48 ч. При этом наблюдается снижение температуры застывания и температуры фазового перехода, а также уменьшение энергии активации вязкого течения в низкотемпературной области. Оптимальное время низкочастотной акустической обработки нефти, после которого получены минимальные значения предельного напряжения сдвига и пластической вязкости, составило 20-30 минут. Установлено, что после 20 мин НАО и 5 ч ЭМО при 20 °С происходит значительное снижение вязкости и $\pi_0$ , однако, при понижении температуры от 0 до минус 10 °С эффективность обработки резко падает.

Литература

1. Гузеев С. П., Данекер В. А., Рикконен С. В., Теплов А. И., Хорьков А. К. Патент РФ № 2203862. 2003.
2. Лоскутова Ю. В. и др. Изменение реологических свойств нефтяных дисперсных систем при вибрационной обработке //Коллоидный журнал. – 2005. – Т. 67. – №. 5. – С. 663-667.
3. Лоскутова Ю. В., Юдина Н. В., Данекер В. А. Влияние низкочастотного акустического поля и полимерной присадки на структурно-механические параметры нефти //Известия высших учебных заведений. Химия и химическая технология. – 2019. – Т. 62. – №. 1. – С. 70-77.
4. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. – М.: Недра, 1977. – 260 с.

## ВЛИЯНИЕ ТЕРМООБРАБОТКИ НА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА NI- И ПОЛИОКСОМЕТАЛЛАТ-СОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

**Махалкина А.Р.[1], Жиров Н.[2], Журавков С.П.[3]**
Научный руководитель научный сотрудник А.С. Акимов[1,2]
***[1]Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия***
***[2]Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия***
***[3]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Растущий спрос на энергию привел к использованию топлив, которые в свою очередь получены из нетрадиционных ресурсов (например, таких как нефтеносные пески или сланцевая нефть). Газойль, полученный из этих ресурсов, содержит большое количество органической серы (3,5-5,0 мас. %) и азота (0,30-0,45 мас. %), а также ядовитые металлы, такие как мышьяк и ванадий [1-3].

В связи с политикой проводимой правительством РФ в настоящее время инновационный курс отечественных НПЗ направлен на замену дорогостоящих зарубежных каталитических систем на отечественные катализаторы [4-5]. В следствии вышеотмеченных тенденций в ближайший временной интервал актуальность разработок в области приготовления новых каталитических систем будет заметно возрастать.

Тенденции синтеза и изучения свойств современных катализаторов для гидрогенизационных процессов направлены на методы одновременного нанесения активных металлов (Ni/Co, Mo/W), представляющих собой комплексные соединения так органической, так и неорганической природы. Особый интерес представляют координационные соединения молибдена, в частности, полиоксомолибдаты (молибденовые сини), где степень окисления молибдена может варьироваться от +6 до +5.

Целью данной работы является синтез и исследование влияния температуры термообработки на свойства Ni- и полиоксомолибдат-содержащих каталитических систем.

Для синтеза полиоксометаллатных соединений и катализаторов применяли коммерческие реактивы без дополнительной очистки: дисульфид молибдена ($MoS_2$), нитрат никеля ($(Ni(NO_3)_2*6H_2O)$) «ч.д.а», спирт этиловый ($C_2H_5OH$) «х.ч.». В качестве носителя использовали γ-$Al_2O_3$ ($S_{уд}$=191 м$^2$/г, $D_{ср.пор}$=1,8 нм). Использование носителя с такими текстурными характеристиками позволяет готовить катализатор, в котором частицы активного компонента доступны для всех реагирующих молекул. Перед нанесением активных компонентов (Ni- и Mo-содержащих) носитель прокаливали на воздухе при 550 °С в течение 4 часов.

Снятие ИК-спектров проводили с использованием ИК-Фурье спектрометра Nicolet 5700 (США) в диапазоне частот от 4000 до 400 см$^{-1}$ с разрешением 4 см$^{-1}$. Порошковые образцы готовили согласно стандартной методике - прессованием таблеток исследуемого порошка с KBr. Морфологию образцов исследовали на микроскопе JCM-6000 при ускоряющим напряжении 15 кВ. Рентгенофазовый анализ проводили на исследовательском комплексе D8 Discover (США) в диапазоне 2 Θ от 8 до 86 °.

На рисунке приведены ИК-спектры исследованных образцов. В спектре образца, высушенного при комнатной температуре, фиксируется ряд полос поглощения в области 900-400 см$^{-1}$ и 1385 см$^{-1}$, которые можно отнести к деформационным и валентным колебаниям фрагмента Al-O и симметричным валентным колебаниям (NO) соответственно. Образец, термообработанный при температуре 400 °С, характеризуется полным отсутствием полосы при 1385 см$^{-1}$, что свидетельствует о полном удалении азотсодержащих фрагментов.

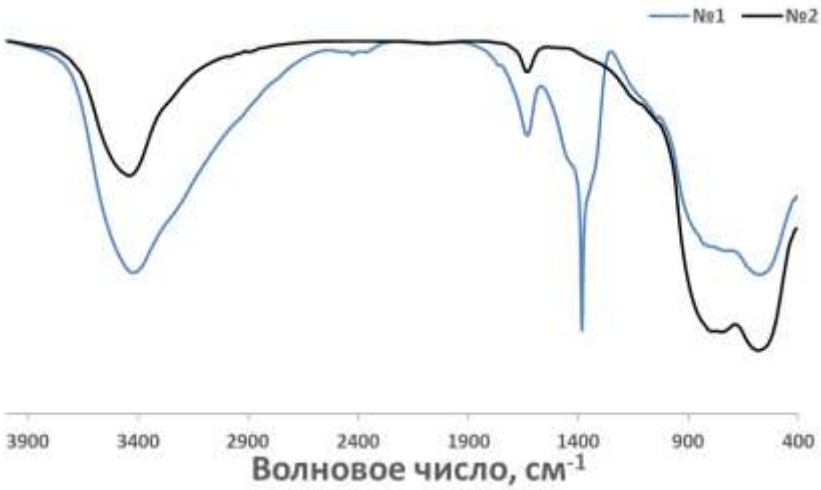



***Рис. ИК-спектры Ni- и Mo-содержащих каталитических систем: №1 – комнатная температура, №2 – термообработанный при Т 400 °С***

В результате работы были получены Ni- и полиоксомолибдат-содержащие каталитические системы. Следует отметить, что в отличие от традиционных катализаторов в качестве Mo-содержащего соединения использовали полиоксомолибдатное соединение – молибденовые сини. Синтезированные катализаторы были изучены комплексом физико-химических методов исследования: ИК-спектроскопия, рентгенофазовый анализ, сканирующая электронная микроскопия.

*Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН (проект FWRN-2021-0004), финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.*

Литература

1. Badoga S. et al. Effect of synthesis technique on the activity of CoNiMo tri-metallic catalyst for hydrotreating of heavy gas oil //Catalysis Today. – 2017. – Т. 291. – С.160-171.
2. Cervantes-Gaxiola M. E. et al. Experimental and theoretical study of NiMoW, NiMo, and NiW sulfide catalysts supported on an AlTiMg mixed oxide during the hydrodesulfurization of dibenzothiophene //Fuel. – 2013. – Т. 113. – С.733-743.
3. Mendoza-Nieto J. A. et al. Development of new trimetallic NiMoW catalysts supported on SBA-15 for deep hydrodesulfurization //Fuel. – 2013. – Т. 110. – С.268-277.
4. Ninh T. K. T. et al. Support effect for CoMoS and CoNiMoS hydrodesulfurization catalysts prepared by controlled method //Applied Catalysis A: General. – 2014. – Т. 487. – С.210-218.
5. Нагиев Р. С. Разработка современных отечественных катализаторов гидроочистки на основе γ-$Al_2O_3$ / Р. С. Нагиев, Е. Б. Чернов // Башкирский химический журнал. – 2015. – № 2. – С. 38–40.

## РАЗРАБОТКА ФОРМАЛИЗОВАННОЙ СХЕМЫ ПРЕВРАЩЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРОЦЕССЕ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ИНДИВИДУАЛЬНОГО СОСТАВА ГАЗОВ

**Межова М.Ю., Назарова Г.Ю.**
Научный руководитель доцент Г.Ю. Назарова
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Сегодня наблюдается растущая потребность в газах каталитического крекинга как в нефтехимическом сырья. Легкие олефины являются основными нефтехимическими продуктами, используемыми в производстве полимеров и других упаковочных материалов. В этом состоит актуальность прогнозирования состава газа крекинга, зависящего от параметров технологического режима и состава сырья. Особенно остро такая задача стоит для установок, интегрированных с нефтехимическими заводами. Вместе с тем, в литературе ограничены исследования по моделированию процесса каталитического крекинга на основе схемы превращений углеводородов, ориентированной на прогнозирование индивидуального состава газов крекинга. Так, в работе [1] в основе модели положена формализованная схема с участием псевдокомопонентов широкого фракционного состава (вакуумный газойль, бензин, кокс-1, кокс-2), а также легких олефинов — этилена и пропилена, при этом не учитывает углеводородный состав сырья и не позволяет прогнозировать содержание таких компонентов как изобутан и алкенов $C_4$, содержание которых в бутан-бутиленовой фракции составляет ок.40 % мас.

Целью работы является разработка формализованной схемы превращений углеводородов в процессе каталитического крекинга, ориентированной на прогнозирование индивидуального состава газов крекинга.

Для разработки реакционной схемы, ориентированной на прогнозирование состава газов каталитического крекинга, необходимо выполнить термодинамический анализ реакций процесса с участием компонентов сырья, газа, бензина и легкого газойля ($\Delta rG^{o}_{768\text{-}893}<0$). Для этого, на первом этапе, проанализирован компонентный состав газов

каталитического крекинга. Согласно экспериментальным данным в составе газов крекинга присутствуют следующие компоненты: сухой газ (1,6 – 2,5 % мас.), пропилен (76 – 84 % мас.), пропан (16 – 24 % мас.) изобутан (44,8 – 51,5 % мас.), изобутилен (17,6 – 22 % мас.) и бутилен (21 – 25 % мас.). Преобладающими компонентами в газах крекинга является пропилен и изобутан, при этом незначительное количество составляет сухой газ, что обусловлено протеканием реакций крекинга по карбкатионному механизму.

Далее был изучен индивидуальный состав бензина каталитического крекинга для определения компонентов, участвующих в реакциях крекинга с образованием газов. Определено, что состав бензина характеризуется высоким содержанием изоалканов (17 % мас.), что было учтено при записи реакций крекинга для каждого компонента газа. С использованием справочных данных [2] определены термодинамические параметры реакций при технологических условиях процесса. При записи реакций учтены особенности механизма превращений углеводородов на кислотных катализаторах и стабильность образующихся карбкатионов.

На рисунке 1 показана зависимость изменения энергии Гиббса реакций, приводящих к образованию пропилена и изобутана, от температуры по высоте лифт-реактора.

Установлено, что наиболее вероятной реакцией, приводящей образованию пропилена, является реакция крекинга 3-метилгексана ($\Delta rG^{o}_{768\text{-}893}$ =-(29,2-47,4) кДж/моль). Для образования изобутана было выбрано две реакции: реакция крекинга 2-метилгептана и реакция переноса водорода ($C_6H_{14}$ + i-$C_4H_8$), характеризующаяся наибольшей термодинамической вероятностью ($\Delta rG^{o}_{768\text{-}893}$ = -(72,9-102,7) кДж/моль). Определено, что крекинг 3-метилпентана приводит к образованию сухого газа (этана). Наиболее термодинамически вероятными реакциями образования пропана являются реакции крекинга 2-метилгексан, для образования бутана – крекинг 2-метилгептана и 3-метилгексана. Образование изобутилена и бутилена наиболее вероятно происходит в результате протекания реакций крекинга 3-метилпентана, 2-метилгексана и 2-метилгептана. В таблице приведены термодинамически наиболее вероятные реакции образования углеводородов $C_1$–$C_4$.

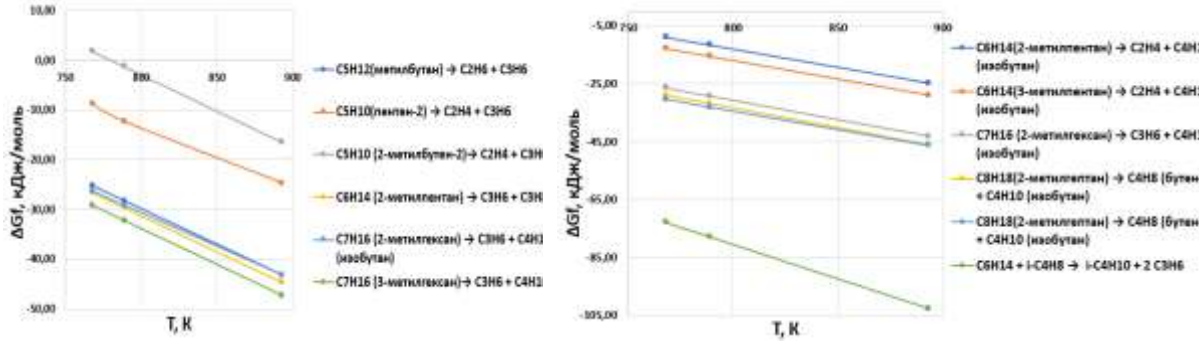



***Рис. 1. Зависимость изменения энергии Гиббса реакций, приводящих к образованию пропилена и изобутана, от температуры по высоте лифт-реактора***

На основании термодинамического анализа была разработана реакционная схема превращений углеводородов в процессе каталитического крекинга, которая учитывает реакции образования индивидуальных компонентов газов крекинга в соответствии с механизмом протекания реакций из компонентов сырья: насыщенных углеводородов, ароматических УВ и смол. Вероятность этих реакций подтверждается термодинамическими, изобарно-изотермическими потенциалами. Реакции прописаны на основании компонентного состава бензиновой фракции.

***Таблица***

***Реакции, приводящие к образованию газов крекинга***

| Реакции | $\Delta rH^{o}_{768\text{-}893}$, кДж/моль | $\Delta rG^{o}_{768\text{-}893}$, кДж/моль |
|---|---|---|
| $C_{16}H_{32} \rightarrow C_{12}H_{24} + C_4H_8$ | 68,7-66,9 | -(32,4-48,7) |
| $C_6H_{14}$ (3-метилпентан) → $C_2H_6$ + $C_4H_8$ (бутен – 2) | 72,8-70,9 | -(31,9-48,9) |
| $C_7H_{16}$ (3-метилгексан) → $C_3H_6$ + $C_4H_{10}$ | 82,7-81,3 | -(29,2-47,4) |
| $C_7H_{16}$ (2-метилгексан) → $C_3H_8$ + $C_4H_8$ (изобутилен) | 70,8-69,4 | -(34,7-51,8) |
| $C_8H_{18}$ (2-метилгептан) → $C_4H_8$ (бутен-2) + $C_4H_{10}$ (изобутан) | 67,8-66,1 | -(30,5-46,3) |
| $C_8H_{18}$ (2-метилгептан) → $C_4H_{10}$ (бутан) + $C_4H_8$ (изобутилен) | 69,2-67,9 | -(40,5-58,2) |
| $C_6H_{14}$ (гексан) + $C_4H_8$ (изобутилен) → $C_4H_{10}$ (изобутан) + 2 $C_3H_6$ | 109,8-108,8 | -(72,9-102,7) |

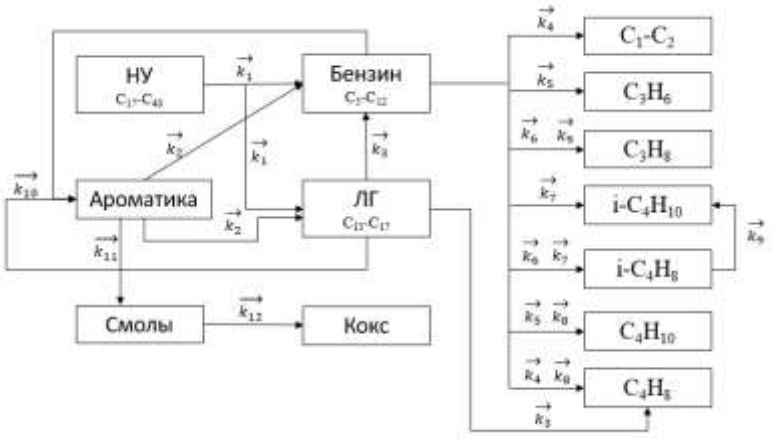



***Рис.2. Формализованная схема превращений углеводородов в процессе каталитического крекинга***

Реакции $k_1$, $k_2$ приводят к образованию компонентов бензина и легкого газойля из насыщенных ароматических углеводородов сырья каталитического крекинга, реакция $k_3$ – реакция получения бутилена и компонентов бензина в результате крекинга компонентов легкого газойля, реакции $k_4$-$k_8$ – реакции образования индивидуальных компонентов газов крекинга из компонентов бензина, реакция $k_9$ – реакция образования изобутана в результате переноса водорода, реакция $k_{10}$ – реакция конденсации ароматических углеводородов легкого газойля с насыщенными углеводородами бензина, приводящая к образованию ароматических углеводородов сырья. Из последних рассмотрено получение смолистых компонентов сырья в результате реакции конденсации ($k_{11}$). Схема позволяет прогнозировать количество кокса ($k_{12}$), который образуется при протекании побочных реакция процесса каталитического крекинга.

Результаты будут использованы при разработке математической модели, ориентированной на прогнозирование газов крекинга. Разработка и применение математической модели с расширенной схемой превращений углеводородов до газов обеспечит прогнозирование выхода и состава целевых продуктов процесса (бензиновой фракции и газов) в зависимости от состава сырья, технологических режимов работы аппаратов и активности катализатора.

Литература

1. Исламов, Г. И. Обзор и анализ математических моделей процесса каталитического крекинга / Г. И. Исламов, И. М. Губайдуллин // Актуальные проблемы вычислительной и прикладной математики 2019. – 2019. – С.175–180.
2. Сталл, Д. Химическая термодинамика органических соединений / Д. Сталл, Э. Вестрам, Г. Зинке. – М.: Мир, 1971. — 806 с.

## ВОВЛЕЧЕНИЕ РАФИНАТА И ДЕАСФАЛЬТИЗАТА ВАКУУМНОГО ОСТАТКА НА УСТАНОВКУ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ

**Нафо Б.Д., Назарова Г.Ю.**
Научный руководитель доцент Г.Ю. Назарова
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

На сегодняшний день в условиях введения комплексов глубокой переработки нефти на НПЗ на базе гидрокрекинга возникает проблема дефицита традиционного сырья для технологии каталитического крекинга и необходимость расширения сырьевой базы процесса. При использовании прямогонного вакуумного газойля дефицит сырья может достигать 40-50 %.

На установках, в качестве сырья каталитического крекинга обычно использует вакуумный газойль с температурой кипения 370–540 °С. В настоящее время особенно актуальны исследования, направленные на вовлечение в переработку на установках каталитического крекинга и других нефтяных фракции, таких как дистилляты смазочных масел, атмосферные газойли, газойли коксования, остатки процесса гидрокрекинга, масло пиролиза шин, парафиновые гачи, деасфальтизированные нефтяные остатки и др. [1-4]. Вовлечение рафината осветленного масла повышает выход сжиженного нефтяного газа и бензина при снижении кокса на катализаторе. Увеличение выхода продуктов крекинга при переработке вакуумного газойля с рафинатом осветленного масла улучшает экономику работы установки крекинга. В работе [5] вакуумные остатки из Китая (Daqing и Dagang) подвергали глубокому фракционированию растворителем с использованием сверхкритической флюидной экстракции и фракционирования для получения деасфальтизата с четырьмя уровнями выхода: 30, 40, 50 и 60 мас. %, которые являлись сырьем лабораторной установки.

Учитывая широкий спектр низкокачественных нефтяных фракций на НПЗ, являющихся потенциальным сырьем каталитического крекинга, важно оценить целесообразность их вовлечения и оптимальное количество с учетом типа применяемых катализаторов. Исследования состава, структуры и физико-химических свойств тяжёлого

нефтяного сырья является необходимым для создания эффективных режимов и выбора наилучших вариантов переработки тяжелого нефтяного сырья. При этом принципиально важным фактором является прогнозирование влияния качества и состава сырья на выход продуктов и, особенно, кокса, поскольку конверсия сырья может ограничиваться производительностью регенератора по коксу и дезактивацией катализатора, например, при переработке тяжелого высокоароматизированного и высокосернистого сырья, приводя к нарушению теплового баланса процесса и снижению выхода целевых продуктов.

Поэтому целью работы является увеличение выхода целевых продуктов процесса каталитического крекинга за счет вовлечения в переработку рафината и деасфальтизата вакуумного остатка в качестве сырья процесса.

В таблице показаны характеристики тяжелых нефтяных фракций, вовлекаемых в процесс каталитического крекинга согласно литературным данным [1, 5].

***Таблица***

***Характеристики и состава сырья***

| Свойства | Плотность при 15°С | Насыщенные УВ, мас.% | Ароматические УВ, мас.% | Смолы, % мас. | Фракционный состав, °С |
|---|---|---|---|---|---|
| Вакуумный газойль (из Персидского залива) | 0,8757 | 69,5 | 30,5 | | 297-540 |
| Вакуумный газойль из казахстанской и западно-сибирской нефти | 0,887 | 68,5 | 29,9 | 1,6 | 300-542 |
| Осветленное масло | 0,973 | 28,2 | 71,8 | | 254-673 |
| Рафинат осветленного масла | 0,869 | 91,6 | 8,4 | | 279-510 |
| Деасфальтизат вакуумного остатка | 0,9071 | 67,4 | 23,9 | 8,7 | 300–560 |
| Деасфальтизат вакуумного остатка (ДА) | 0,9291 | 57,9 | 29,3 | 12,9 | 300–560 |
| Рафинат (РТ) | 0,808 | 81,4 | 15,7 | 2,9 | 150–325 |

На исследуемой установке каталитического крекинга фактическая загрузка составляет 72,7 % от максимальной (5000 тонн/сут). Для обеспечения производительности установки каталитического крекинга по сырью, выполнены прогнозные расчеты с применением математической модели, разработанной в НИ ТПУ [6] с целью определения целесообразности вовлечения и оптимального соотношения компонентов в смесевом сырье, содержащем вакуумный газойль из казахстанской и западно-сибирской нефти, рафината и деасфальтизата вакуумного остатка (ДА).

На рис. 1 показано влияние смесевого сырья на выход целевых продуктов и кокса при переработке вакуумного газойля (ВГ) и смесевого сырья, содержащего вакуумный газойль и 1) деасфальтизат (ВГ+ДА) и 2) рафинат (ВГ+РТ) в соотношении ВГ:ДА(РТ) = 2,6 при прочих равных условиях.

Модельные расчеты показали, что при переработке смеси вакуумного газойля и смеси ВГ+РТ обеспечиваются наибольшие выходы целевых продуктов бензина и легких олефинов (53,1-53,2 и 20,4-20,8 % мас.) за счет высокого содержания насыщенных углеводородов в сырье. Применение модели показывает, что при переработке смеси вакуумного газойля с деасфальтизатом в таком же соотношении, количество кокса наибольшее (282,84 тн/сут), что выше в 1,8 раза, относительно результатов, полученных при переработке вакуумного газойля. Это связано с высоким содержанием смол в смесевом сырье (4,7 % мас.), которые интенсивно конденсируются с образованием кокса и слабо крекируются в условиях каталитического крекинга. Активность катализатора на выходе из лифт-реактора составила 52,4 %, в то время как при переработке вакуумного газойля эта величина составила 72,4 %. Переработка такого сырья приводит к значительной дезактивации катализатора коксом и превышает производительность регенератора возможности сжигания кокса регенератора для исследуемой установки.

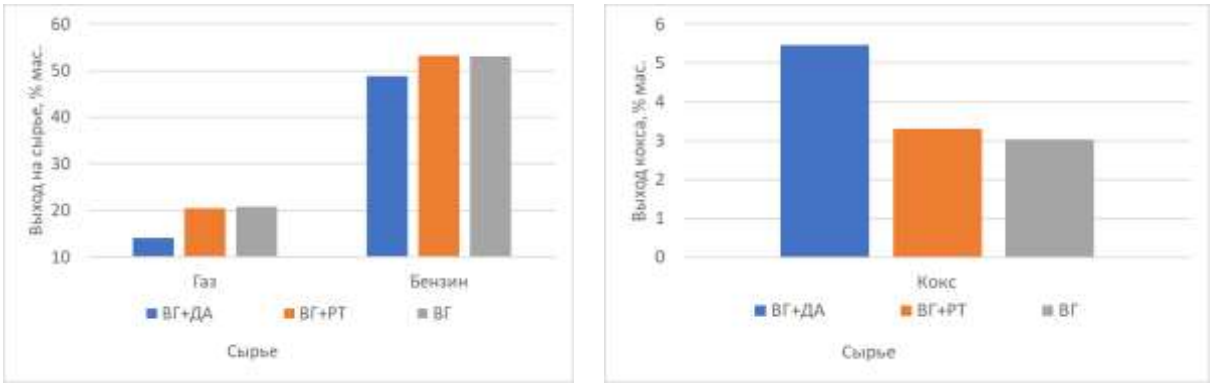



***Рис.1. Выход целевых продуктов и кокса при переработке различного сырья при постоянных параметрах технологического режима***

Вследствие этого смешение вакуумного газойля с деасфальтизатом в таком соотношении нецелесообразно перерабатывать на установке каталитического крекинга из-за интенсивного образования кокса на катализаторе, при этом совместная переработка вакуумного газойля, ДА и РТ позволит дозагрузить установку каталитического крекинга дополнительным сырьем и увеличить выход целевых продуктов (рис. 2, 3).

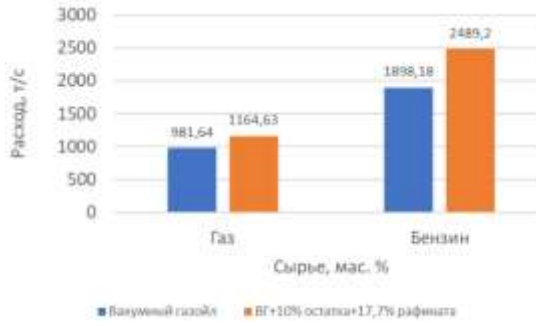



*Рис.2. Выход продуктов до и после оптимизации состава сырья и дозагрузки установки*

*Рис.3. Состав смесевого сырья*

Прогнозные расчеты показали, что вовлечение 10 % ДА и 17,7 % рафината в переработку ВГ и оптимизация состава смесевого сырья обеспечивает полную загрузку установки, увеличение выхода бензина и олефинсодержащего газа с учетом дозагрузки установки составило 591 и 183 т/сут.

Литература

1. Venugopal, R. Additional Feedstock for Fluid Catalytic Cracking Unit / R. Venugopal, V. Selvavathy, M. Lavanya, and K. Balu // Petroleum Science and Technology. – 2008. – V. 26. – P. 436–445
2. Amos, A. Innovative improvements highlight FCC's past and future / A. Amos, A. Avidan, H. Owen // Oil Gas Journal. –1990. – P. 33–58.
3. Rao, M. R. Residual processing in Indian FCC units: Prospects and problems / M. R. Rao, D. Bhatacharya, S. Mandal, A. K. Das, S. Ghosh // Hydrocarbon Technol. – 1994. – P. 3–19.
4. Wang, F. Studies on pretreatment of catalytic cracking slurry oil with added furfural. Petrol / F. Wang, D. Zhao, R. Song, K. Yue and, R. Zhao // Sci. Technol. – 2005. –V. 23. – P. 1303–1312.
5. Chunming, Xu. Correlation between feedstock SARA components and FCC product yields / X. Chunming, G. Jinsen, Zh. Suoqi, L. Shixiong // Fuel 84. – 2005. – P. 669–674.
6. Назарова, Г.Ю. Расчет выхода и состава стабильного бензина и олефинсодержащего газа каталитического крекинга / Г.Ю. Назарова, Е.Н. Ивашкина, А.А. Орешина // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020664773. – 2020.

## ТЕРМИЧЕСКИЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ГОРЮЧЕГО СЛАНЦА КАШПИРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**Пантилов П.В., Кривцов Е.Б.**
Научный руководитель с.н.с. Е.Б. Кривцов
***Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия***

Горючие сланцы – каустобиолиты, состоящие из твердой растворимой смеси (битумоиды), нерастворимых органических соединений (кероген) и минеральной части, в основе которой лежат силикаты и карбонаты. Продукты переработки горючих сланцев используются в качестве органического топлива за счет выделения высокого количества энергии при их сжигании, а также в качестве сырья для органического синтеза. При комплексной переработке горючих сланцев получают масла, смолы, и ряд других ценных продуктов. Спектр эксплуатации горючих сланцев значителен и затрагивает как отопление, освещение, производство строительных материалов, медицину и т.д. Согласно отчету, Мирового Энергетического Совета за 2016 год, общие ресурсы горючих сланцев оцениваются в 6,05 трлн баррелей сланцевой нефти, что почти в 3,5 раза превышает доказанные запасы нефти. В совокупности всего выше перечисленного, можно заключить, что горючие сланцы являются перспективной альтернативой нефти. Однако, горючие сланцы имеют значительные недостатки, не позволяющие конкурировать наравне с нефтью.

Дороговизна переработки является основной проблемой горючих сланцев, она обусловлена целым рядом факторов. Образование отвалов пустой породы, способствует образованию сточных токсичных вод. Отрицательное влияние на окружающую среду продуктов сжигания горючих сланцев вследствие образования оксидов азота и серы, фенолов, меркаптанов и других различных опасных соединений создает необходимость оснащать заводы по переработке горючих сланцев специальным улавливающим оборудованием, что также повышает цену получения барреля сланцевой нефти. Высокое содержание золы также затрудняет переработку горючих сланцев – температура плавления золы ниже температуры, при которой сжигают горючие сланцы, из–за чего образуются шлаковые отложения, которые снижают эффективность переработки [1-3].

В последнее время цены на баррель нефти резко увеличились, что может положительно сказаться на актуальности переработки горючих сланцев вследствие увеличения выгоды в зависимости «цена за баррель нефти/стоимость производства барреля сланцевой нефти».

Цель работы заключалась в установлении закономерностей выхода продуктов термического превращения горючего сланца в зависимости от условий проведения эксперимента.

Объектом исследования был выбран высокосернистый горючий сланец Кашпирского месторождения. Основные физико-химические параметры горючего сланца представлены в таблице 1. [4]

***Таблица 1***

***Характеристика горючего сланца Кашпирского месторождения***

| Образец сланца | Содержание, % мас. | | Количество, % мас. на ОВ | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Битумоид А | Битумоид Б | C | H | N | S | O |
| Кашпирский | 1,4 | 5,6 | 65,7 | 8,1 | 2,4 | 5,7 | 18,1 |

Крекинг измельченной породы горючего сланца проводился при различных продолжительностях (40, 80, 100 мин) при различных температурах (425, 450, 475 °С) с целью определить оптимальные условия крекинга. Масса навески в каждом эксперименте составляла 14 г. Фиксировались массы пустых реакторов, реакторов с навеской, реакторов после выделения газов, реакторов после промывки хлороформом и после полной очистки. Выход газов фиксировался по уменьшению массы реакторов после отбора газов. Затем из образовавшейся породы экстрагировали жидкие продукты при помощи хлороформа, который позже отделяли в роторном испарителе.

Газообразные углеводороды, образующиеся при крекинге ГС, анализировали методом газовой хроматографии на хроматографе «Кристалл–5000» согласно ГОСТ 31371.3–2008. Фракционный состав твердых и жидких продуктов крекинга анализировали методом термогравиметрии на дериватографе «МОМ–1000» по ГОСТ 33403–2015. Вещественный состав жидких продуктов крекинга горючего сланца определяли по стандартной методике. Содержание асфальтенов устанавливали при помощи холодного метода Гольде, в 40-кратном избытке н–гексана. Мальтены последовательно экстрагировали в аппарате Сокслета на активированном силикагеле. Сначала масла смывали н–гексаном, затем смолы – спирт-бензолом в объемном соотношении 1:1 (СТО 1246–2011).

Содержание серы жидких продуктах определялись элементным анализом – для смол и асфальтенов, и при помощи РФА – для масел, на «Спектроскан SL», диапазон измерений от 0,002 % до 5 % (ГОСТ Р 51947–2002). Определение группового состава сернистых соединений масел проводилась на хроматографе «Кристалл–2000М» с кварцевой капиллярной колонкой 25 м×0,22 мм, со стационарной фазой SE–54, газ–носитель – гелий. Определение молекулярных масс смол и асфальтенов проводилось стандартным методом криоскопии в нафталине на созданном в ИХН СО РАН приборе «Крион».

Установлено, что увеличение температуры и продолжительности крекинга приводит к увеличению выхода газообразных продуктов. Количество твердых продуктов крекинга органического вещества сланца (смесь кокса и непрореагировавшего керогена) уменьшается в сериях экспериментов при 425 – 450 °С вследствие термической деструкции керогена с образованием жидких и газообразных продуктов. Увеличение температуры крекинга до 475 °С приводит к смещению равновесия реакций крекинга и конденсации в сторону последних, в результате чего жидкие продукты деструкции керогена конденсируются с образованием кокса, что приводит к увеличению выхода твердых продуктов крекинга.

При увеличении температуры и продолжительности крекинга снижается содержание асфальтенов в составе жидких продуктов, что возможно объяснить протеканием как реакций их деструкции с образованием смол и масел, так и ускорением реакций конденсации с образованием твердых продуктов. Содержание масел в составе жидких продуктов крекинга горючего сланца увеличивается. Анализ фракционного состава жидких продуктов крекинга показал, что содержание дистиллятных фракций зависит от условий термообработки горючего сланца. Чем выше температура и продолжительность крекинга, тем больше содержание бензиновых и дизельных дистиллятов в составе жидких продуктов крекинга.

***Таблица 2***

***Состав горючего сланца Кашпирского месторождения***

| *Продолжительность крекинга, мин* | *Содержание, % мас.* | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | *ЖП* | *Газы* | *Кокс* | *Порода* | *Масла* | *Смолы* | *Асф.* | *НК-200* | *200-360* |
| 425 °С | | | | | | | | | |
| 40 | 14,54 | 2,68 | 16,83 | 65,95 | 23,29 | 18,63 | 58,08 | 4,82 | 9,07 |
| 80 | 17,30 | 3,76 | 16,58 | 62,36 | 24,63 | 24,25 | 51,12 | 8,98 | 11,25 |
| 100 | 17,77 | 3,92 | 12,25 | 66,06 | 20,16 | 26,37 | 53,47 | 9,96 | 13,16 |
| 450 °С | | | | | | | | | |
| 40 | 15,51 | 3,70 | 16,36 | 64,43 | 15,34 | 25,14 | 59,52 | 4,47 | 9,84 |
| 80 | 19,74 | 5,32 | 14,69 | 60,25 | 23,51 | 28,07 | 48,42 | 6,98 | 12,23 |
| 100 | 20,32 | 7,32 | 8,51 | 63,85 | 25,41 | 20,28 | 54,31 | 6,69 | 13,33 |
| 475 °С | | | | | | | | | |
| 40 | 21,40 | 5,12 | 16,99 | 56,49 | 26,89 | 25,75 | 47,36 | 6,81 | 9,72 |
| 80 | 18,09 | 7,70 | 14,54 | 59,67 | 27,82 | 25,03 | 47,15 | 5,91 | 15,22 |
| 100 | 16,81 | 8,79 | 16,76 | 57,64 | 27,11 | 26,34 | 46,55 | 9,53 | 16,17 |

*Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.*

Литература

1. Лапидус, А. Л. Горючие сланцы – альтернативное сырье для химии / А. Л. Лапидус, Ю. А. Стрижакова // Вестник Российской Академии наук. – 2004. – Т. 74. – № 9. – С. 823–829.
2. Усова Т.В. Переработка горючих сланцев с получением химических продуктов: Дисс. на соискание ученой степ. кандидата техн. наук. – М., 2010.
3. Каширский, В. Г., Коваль А.А. Перспективы энерготехнологического использования горючих сланцев Поволжья / В. Г. Каширский, А. А. Коваль // Горючие сланцы. – 1984. – Т.1, № 1. –С. 29–34.
4. Хрусталева, Г.К. Характеристика горючих сланцев основных рабочих пластов перспективных месторождений Поволжья / Г. К. Хрусталева // Горючие сланцы. – 1986. – Т.3, № 1. – С. 29–40.
5. 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, 2011. –18 с.

## ПОЛУЧЕНИЕ ИЗОТРОПНОГО КОКСА ИЗ СЛАНЦЕВОЙ СМОЛЫ ПРОЦЕССА ПОЛУКОКСОВАНИЯ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ

**Назаренко М.Ю.**
Научный руководитель профессор Н.К. Кондрашева
***Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия***

В настоящее время предприятия энергетического сектора экономики России вынуждены искать инновационные возможности для более эффективной переработки природных ресурсов (нефти, угля, природного газа и др.) которые отвечают мировым запросам, а также вести поиск новых перспективных ресурсов. Одним из способов диверсификации структуры энергетической политики и увеличения общих ресурсов энергоносителей страны может стать использование местных низкосортных видов топлива – горючих сланцев [1-3].

Горючие сланцы – твердое горючее ископаемое, отличительной особенностью которого является содержание большого количества минеральной составляющей достигающего 50-60 % масс. Оцененные запасы горючих сланцев составляют около 450 трлн. т (в эквиваленте сланцевой смолы – 26 трлн. т). Россия обладает огромными запасами такого низкосортного полезного ископаемого как горючие сланцы и, по некоторым оценкам ресурсы горючих сланцев в России составляют порядка 700288,85 млн. т. (Прибалтийский, Волжский, Вычегодский, Тимано-Печорский, Центральный, Южно-Уральский и др. бассейны) [4-6].

***Таблица 1***

***Органический и неорганический состав горючих сланцев***

| Бассейн / месторождение | Страна | Состав органической части, % масс | | | | | Основные компоненты неорганической части, % масс | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | C | H | N | O | S | $SiO_2$ | CaO | $Al_2O_3$ | $Fe_2O_3$ | MgO | $SO_3$ | $R_2O$ |
| Ирати | Бразилия | 68,1 | 10,3 | 1,6 | 16,3 | 3,7 | 60,3 | 2,8 | 13,2 | 12,0 | 3,1 | 1,7 | 6,9 |
| Вюртембергское | ФРГ | 81,8 | 8,8 | 1,5 | 7,8 | 0,6 | 35,6 | 29,4 | 12,2 | 6,8 | 1,7 | 7,6 | 3,3 |
| Коцебинское | Россия | 67,5 | 8,1 | 0,9 | 17,8 | 5,7 | 45,5 | 21,9 | 12,1 | 6,6 | 2,92 | 2,35 | - |
| Грин-Ривер | США | 80,5 | 10,3 | 2,4 | 5,8 | 1,0 | 44,3 | 20,5 | 12,8 | 5,5 | 7,4 | 2,4 | 6,3 |
| Кушмурунское | Казахстан | 66,0 | 7,2 | 24,2 | | 2,6 | 58,5 | 5,6 | 15,8 | 7,2 | 5,1 | 4,0 | 4,5 |
| Лотиана | Англия | 78,7 | 8,3 | 2,9 | 9,3 | 0,8 | 55,7 | 2,7 | 25,0 | 9,9 | 3,1 | 0,9 | 1,5 |

Основные способы переработки горючих сланцев направлены на преобразование органического вещества сланцев в различные продукты (твердые, жидкие, газообразные) с помощью различного температурного воздействия: полукоксование (470-600 °С), коксование (600-900 °С), газификация (1000-1100 °С). Выбор того или иного способа переработки горючих сланцев и его экономическая эффективность во многом зависит от свойств (зольность, теплота сгорания и др.) и состава (органической и неорганической составляющей) данного полезного ископаемого [5-7].

Возможность перевода органической составляющей горючих сланцев из твердого агрегатного состояния в жидкое положительно сказывается на экономических показателях использования данного низкосортного сырья. Например, производство сланцевого масла составляет порядка 1 миллиона тон в год [8-10].

***Таблица 2***

***Характеристика состава сланцевой смолы***

| Углеводороды | Сланцевая смола | |
|---|---|---|
| | Легкая фракция | Тяжелая фракция |
| Парафиновые<br>н-<br>изо- | <br>39,12<br>3,14 | <br>25,74<br>2,59 |
| Нафтеновые | 9,99 | 1,85 |
| Олефиновые | 38,42 | 8,37 |
| Ароматические | 9,33 | 61,45 |

По представленным данным в таблице 1 видно, что фракция сланцевой смолы, выкипающая при температуре 350 ºС и выше обогащена ароматическими углеводородами (61,45 %), а легкая фракция смолы – парафиновыми (42,26) и олефиновыми (38,42) углеводородами. Сланцевая смола может быть использование как перспективное сырье для получения кокса методом замедленного коксования, а также как компоненты бензинов, моторных топлив и т.д.

Цель работы – получение изотропного кокса из сланцевого масла процесса полукоксования горючих сланцев Ленинградского месторождения. В рамках выполнения данной работы было сделано следующее:

- изучены физико-химические свойства горючих сланцев Ленинградского месторождения;
- проведен процесс полукоксования горючих сланцев при различных режимах (температура, время процесса, размер фракции) для получения сланцевого масла;
- проанализированы состав и свойства сланцевой смолы процесса полукоксования;
- получен сланцевый кокс из сланцевой смолы процессом замедленного коксования;
- изучены физико-химические свойства полученных образцов сланцевых коксов.

Коксование сланцевой смолы проводилось с помощью процесса полукоксования с изменением давления с 0,15 до 0,35 МПа при температуре 485-500 °С. Масса исходного сырья составляла 0,200 – 0,256 кг. Средняя скорость нагрева коксового слоя внутри реактора составляла 1,52 – 1,79 °С/мин.

Углеродный материал в процессе коксования легкой сланцевой смолы был получен в количестве 24,51-33,49 % в зависимости от избыточного давления, изменяющегося от 0,15 до 0,35 МПа при температуре конца коксования в пределах 485-498 °С. Четко прослеживается зависимость увеличения выхода углеродного материала из тяжелой сланцевой смолы с 28,97 до 35,94 % (изменение давления с 0,15 до 0,35 МПа). Кроме этого можно отметить, что при снижении избыточного давления коксования до 0,15 МПа высота коксового слоя возрастает вплоть до 76 % от высоты реакционной зоны реактора коксования.

Полученные в ходе проведения эксперимента по коксованию сланцевой смолы образцы были проанализированы с целью определения и сравнения их физико-химических свойств: влажность, выход летучих веществ, зольность, действительная и кажущаяся плотности, общая пористость.

Оценку микроструктуры полученных образцов сланцевого кокса проводили согласно ГОСТ 26132 – 84. Из материала фракцией (2÷4) мм и массой (6÷8) г изготавливали аншлифы (с добавлением эпоксидной смолы), полученные аншлифы шлифовали и с помощью микровизора в отраженном плоскополяризованном свете при увеличении $90^x$-$100^x$ проводили оценку микроструктуры.

Полученные образцы сланцевого кокса из легкой и тяжелой сланцевой смолы обладают изотропной однородной структурой, что подтверждается показателем микроструктуры по ГОСТ 26132 – 84 и составляет 1,5 – 2,2 балла. Низкие показатели влажности полученного кокса 0,15-0,35 % объясняются тем, что во время выгрузки кокса из реактора не использовалась вода. Зольность кокса, полученного из легкой сланцевой смолы (0,10-0,67 %) меньше зольности кокса, полученного из тяжелой смолы (0,78-0,93 %). Необходимо также отметить, что при изменении давления с 0,15 до 0,35 МПа действительная плотность кокса из легкой смолы уменьшается с 1,332 до 1,213 г/см$^3$, а при коксовании тяжелой смолы увеличение давления практически не влияет на значение действительной плотности.

*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. Microwave-assisted solvent extraction of shale from Jordanian oil shale / S. I. Al-Gharabli, M. O. J. Azzam, M. Al-Addous // Oil shale – Tallinn. – 2015. – V. 32. – № 2. – P. 240–251.
2. Petrovich, N. I. Comparison of the composition of gasoline fractions obtained by semicoking of kukersite oil shale in kiveter and petroter systems / N. I. Petrovich, N. N. Ostroukhov, V. V. Vasilyev, E. V. Salamatova, V. M. Strakhov // Coke and Chemistry. – 2018. – V. 61. – № 10. – P. 401–407.
3. Bai, J. The affinity of rare earth elements in Huadian and Luozigon oil shales of China / J. Bai, K. Song, K. Li // Oil shale – Tallinn, 2018. – V. 35. – № 2. – P. 154–167.
4. Feshchenko, R. Y. Thermal analysis of coal ash / R. Y. Feshchenko, O. O. Erokhina, V. L. Ugolkov, M. Y. Shabalov, V. V. Vasiliev // Coke and Chemistry. – 2017. – V. 60. – P. 17–22.
5. Бажин, В. Ю. Изменение термопластичности низкосортных углей при селективном извлечении металлов / В. Ю. Бажин // Записки горного института. – 2016. – Том 220. – С. 578–581.
6. Небел, Б. Наука об окружающей среде: Как устроен мир: В 2-х т. Т. 2: Пер. с англ. – М.: Мир, 1993. – 336 с
7. Стрижакова, Ю. А. Современные направления пиролиза горючих сланцев (обзор) / Ю. А. Стрижакова, Т. В. Усова // Химия твердого топлива. – 2008. – №4. – С. 7–12.
8. Янин, Е. П. Горючие сланцы и окружающая среда (экологические последствия добычи, переработки и использования). – М.: ИМГРЭ, 2003. – 86 с
9. Кусков, В. Б. Использование различных видов углеродсодержащего сырья для получения тепловой энергии / В. Б. Кусков, В. Ю. Бажин // Записки Горного Института. – 2016. – Том 220. – С. 582–587.
10. Petrovich, N.I. Comparison of the composition of light fuel oil fractionsproduced by semicoking of kukersite shale in a gas generator and in a solid-fuel system / N. I. Petrovich, N. N. Ostroukhov, V. V. Vasilyev, E. V. Salamatova, V. M. Strakhov // Coke and Chemistry. – 2019. – V. 62. – № 6. – P. 249–257.

# ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА НА ИЗМЕНЕНИЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ

**Павлова А.А., Бердникова А.А.**
Научный руководитель научный сотрудник Е.В. Франция
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Дизельное топливо является одним из наиболее востребованных топлив на рынках нефтепродуктов [3]. Разработка мероприятий, направленных на улучшение низкотемпературных свойств дизельных топлив, является актуальной задачей нефтяной промышленности на сегодняшний день. Введение депрессорных и депрессорно-диспергирующих присадок позволяет получить топливо, удовлетворяющее жестким требованиям технического регламента [5,6]. Однако с изменением углеводородного состава дизельного топлива меняется и его приемистость к присадкам [1-3]. В результате чего снижается эффективность действия подобранной ранее присадки. В связи с этим, важно исследовать и найти закономерности влияния углеводородного состава и физико-химических свойств дизельного топлива на его низкотемпературные свойства.

Целью данной работы является анализ углеводородного состава и физико-химических свойств образов дизельных топлив и оценка их влияния на низкотемпературные свойства.

В качестве объектов исследования были выбраны образцы дизельного топлива различного углеводородного состава. Для каждого образца были определены физико-химические свойства и углеводородный состав.

Низкотемпературные свойства (температура застывания $T_з$, температура помутнения $T_п$, предельная температура фильтруемости $T_{птф}$) образцов были определены с помощью измерителя низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН SX-800. Используя метод жидкостно-адсорбционной хроматографии, произведено разделение дизельного топлива на фракции парафино-нафтеновых, ароматических углеводородов и смол. Определение углеводородного состава образцов дизельных топлив проводилось методом хромато-масс-спектрометрии.

На рисунке представлено изменение низкотемпературных свойств различных образцов дизельных топлив в зависимости от широты фракционного состава и температуры выкипания 90 % фракции.

В таблице представлен углеводородный состав исследуемых фракций.

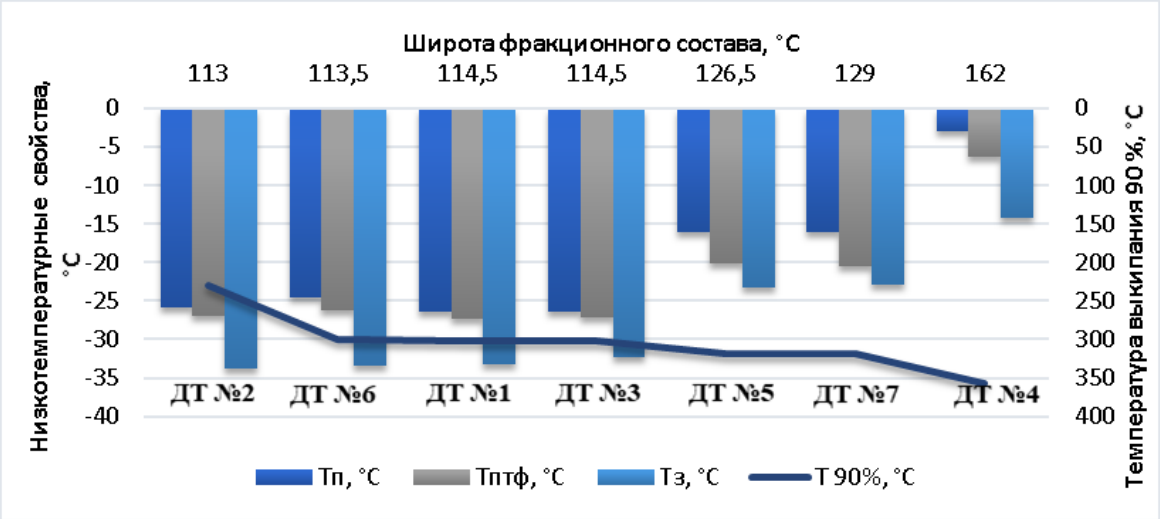



***Рис. Зависимость низкотемпературных свойств образцов дизельного топлива от широты фракционного состава и температуры выкипания 90% фракции***

***Таблица***

***Углеводородный состав образцов дизельных топлив***

| Содержание углеводородов, % мас. | ДТ №1 | ДТ №2 | ДТ №3 | ДТ №4 | ДТ №5 | ДТ №6 | ДТ №7 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Парафины | 49,74 | 62,58 | 58,72 | 63,46 | 62,60 | 63,58 | 58,49 |
| Н-парафины/Изо-парафины (К) | 0,60 | 1,80 | 2,31 | 2,50 | 1,74 | 1,81 | 1,31 |
| Нафтены | 21,47 | 10,72 | 13,51 | 17,91 | 7,60 | 13,68 | 14,80 |
| Арены | 24,85 | 16,90 | 26,55 | 17,03 | 22,38 | 19,35 | 26,52 |
| Смолы | 3,94 | 9,80 | 1,21 | 1,60 | 7,41 | 3,39 | 0,19 |
| Всего | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |

Как видно из рисунка, с увеличением широты фракционного состава дизельных топлив ухудшаются низкотемпературные свойства. Так, значения широты фракционного состава образцов ДТ №1, №2, №3 и №6

приблизительно равны, и их низкотемпературные свойства близки по своему значению. Образец ДТ №4 имеет наибольшее значение фракционного состава и обладает наихудшими низкотемпературными свойствами.

Подобная зависимость низкотемпературных свойств наблюдается при увеличении температуры выкипания 90 % фракции: с ростом температуры выкипания низкотемпературные свойства ухудшаются.

Анализируя полученные данные, можно сделать следующие выводы:

1. Наихудшими низкотемпературными свойствами среди рассматриваемых дизельных топлив обладает образец ДТ №4, $T_з$ = -14,3 °С и $T_{птф}$ = -6,4 °С. Для данной фракции характерно высокое содержание парафинов (63,46 % мас.), наибольший коэффициент нормальности парафинов (К) – 2,50, самый широкий фракционный состав 162 °С и самая высокая температура выкипания 90 % фракции – 358 °С.

2. Наилучшими низкотемпературными свойствами обладает образец ДТ №1 ($T_з$=-33,2 °С и $T_{птф}$=-27,4 °С). Для образца характерны наименьшее содержание парафинов (49,74 % мас.) и самый низкий коэффициент нормальности парафинов (К) – 0,6, самое высокое содержание нафтенов (21,47 %масс.), низкая температура выкипания 90 % фракции (301,5 °С) и узкий фракционный состав – 114,5 °С.

3. Чем уже фракционный состав и ниже температура выкипания 90 % фракции, тем лучше ее низкотемпературные свойства.

4. С увеличением соотношения концентрации нафтенов к н-парафинам происходит улучшение низкотемпературных свойств, что связано с их влиянием на процесс сокристаллизации н-парафиновых углеводородов.

5. Увеличение концентрации углеводородов с высокой молекулярной массой в составе дизельных топлив приводит к ухудшению ее низкотемпературных свойств.

Литература


1. Аллаяров, А. Р. Методы улучшения низкотемпературных свойств дизельных топлив / А. Р. Аллаяров, Е. М. Чащин // Новые технологии – нефтегазовому региону: Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Тюмень, 24–28 апреля 2017 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. – С. 19-22.
2. Буров, Е. А. Оценка эффективности действия функциональных присадок в зимних дизельных топливах различного группового углеводородного состава / Е. А. Буров, Л. В. Иванова, В. Н. Кошелев, Д. А. Санджиева, С. А. Саркисов, Ц.О. Джусубалиева // Химия и технология топлив и масел. – 2021. – № 1(623). – С. 11-16.
3. Голубева, И. А. Нефтегазохимия в России: состояние, проблемы, перспективы развития / И. А. Голубева, М. В. Крючков // Химия и технология топлив и масел. – 2021. – № 1(623). – С. 49-56.
4. Данилов, А. М. Новый взгляд на присадки к топливам (Обзор) / А. М. Данилов // Нефтехимия. – 2020. – Т. 60. – № 2. – С. 163-171.
5. Машнич В. В., Павлова А. А., Франщина Е. В., Майлин М. В. Экспериментальные исследования влияния концентрации депрессорной присадки на изменение низкотемпературных свойств дизельных фракций // Химия. Экология. Урбанистика. – 2020. – Т. 4. – С. 169-173.
6. Павлова А. А., Машнич В. В., Франщина Е. В. Экспериментальные исследования влияния концентрации депрессорной присадки на изменение низкотемпературных свойств дизельных фракций // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства: материалы 10-й Международной научно-технической конференции, Омск, 26-29 Февраля 2020. – Омск: ОмГТУ, 2020. – С. 19-20.


## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОСТОЯННОГО МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

**Петрова Н.Н.**

Научный руководитель доцент Е.В. Попок

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

Продукция нефтяных скважин содержит в себе нефть с растворенным в ней газами, пластовою воду и механические примеси. По мере продвижения пластового флюида от забоя до устья скважины и далее по промысловым трубопроводам происходит интенсивное перемешивание воды и нефти, что приводит к дроблению жидкостей до мелкодисперсного состояния и образованию водонефтяной эмульсии. Поскольку водонефтяные эмульсии на месторождениях образуются при механическом воздействии, то они относятся к лиофобным системам. Лиофобные системы термодинамически неустойчивы, время их существования ограничено, и для них характерно самопроизвольное разрушение – коалесценция. Существование таких эмульсий возможно только в присутствии эмульгаторов. В случае водонефтяных эмульсий эмульгаторами выступают парафиновые и смолисто-асфальтеновые вещества, которые, адсорбируясь на поверхности раздела нефть-вода, образуют адсорбционный слой, обладающий высокой вязкостью и прочностью и препятствующий слиянию частиц. Для расслоения водонефтяных эмульсий требуется разрушить адсорбционный слой. К используемым в настоящее время методам разрушения адсорбционного слоя относятся химическое и электрическое воздействия. Химическое воздействие заключается в добавлении к водонефтяной эмульсии деэмульгатора, обладающего большей поверхностной активностью, чем природные эмульгаторы нефти. Электрическое воздействие приводит к поляризации капель воды, их деформации, снижая тем самым прочность адсорбционного слоя, и соударению ввиду кулоновского притяжения. Наряду с классическим методами в настоящее время разрабатываются и альтернативные методы, одним из которых является магнитная обработка нефти. Её эффективность уже продемонстрирована некоторыми авторами [1,2].

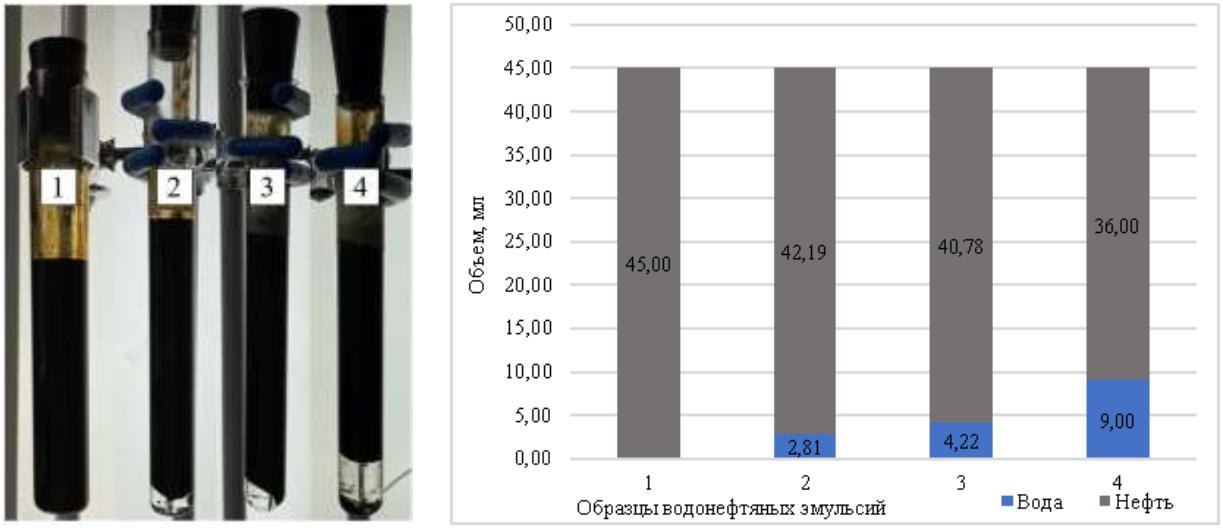
Целью данной работы является исследование влияния постоянного магнитного поля на устойчивость водонефтяных эмульсий. Водонефтяные эмульсии были получены путем интенсивного перемешивания 100 мл

дистиллированной воды и 200 мл нефти. Для данного исследования были взяты нефти Соболиного и Столбового месторождений, отличающихся высоким содержанием парафиновых и смолисто-асфальтеновых веществ. Постоянное магнитное поле характеризуется магнитной индукцией в 200 мТл. В качестве регулируемых параметров технологического режима были выбраны скорость течения жидкости в трубопроводе и её температура.

Опыт с эмульсией, содержащей нефть Соболиного месторождения, проводился при скоростях течения эмульсии 5, 15 и 40 мл/мин. Ввиду того, что исследуемая нефть склонна к образованию аномально стойких эмульсий, для интенсификации процесса коалесценции, потребовался нагрев образцов до 50 °С. Результаты опыта представлены на рисунке 1.

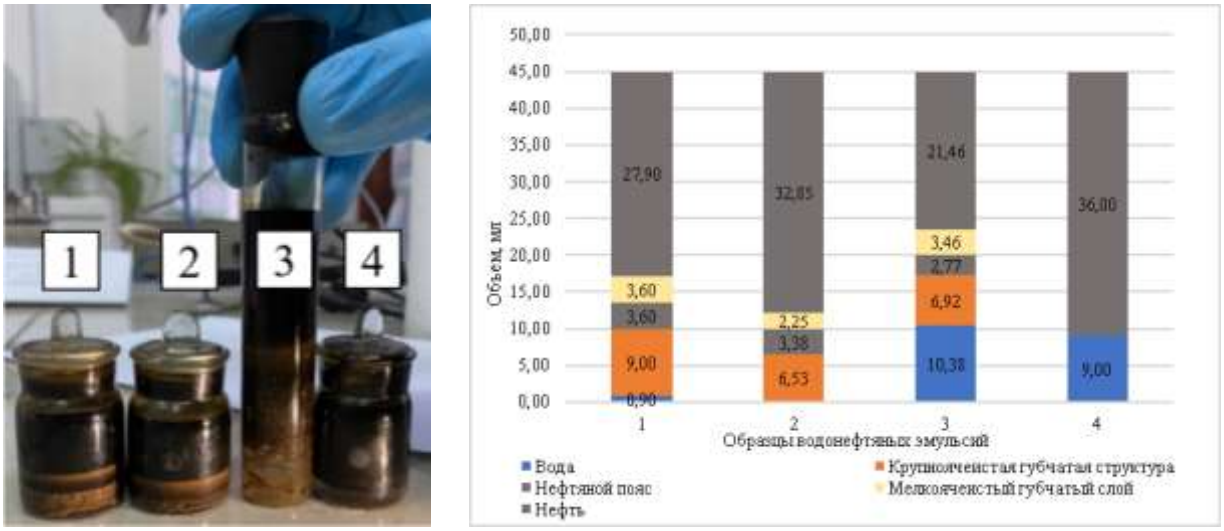
Качественный анализ результатов опыта (*рис. 1а*) показал, что для разрушения эмульсии с нефтью Соболиного месторождения недостаточно гравитационного холодного разделения и отстаивания с подогревом (образец 1). В образцах, прошедших через постоянное магнитное поле, наблюдаются нефтяной и водный слои, между которыми имеется четкая граница раздела фаз. Также следует отметить, что в водной фазе присутствует небольшое количество нефтяных агрегатов. В ходе количественного анализа результатов опыта (*рис. 1б*) выяснилось, что остаточный объем воды в образце 2 составил 12,19 мл, в образце 3 – 10,78 мл, в образце 4 – 6,00 мл. Из чего следует, что кратковременное воздействие магнитного поля способствует более эффективному разделению. Эффективность коалесценции при кратковременном магнитном воздействии составила 60,00 %, что на 41,25 % выше, чем эффективность коалесценции при длительном магнитном воздействии. Эффективность разделения при средней скорости течения жидкости составила 28,13 %. Таким образом, постоянное магнитное поле можно использовать для интенсификации процесса обезвоживания нефти Соболиного месторождения.

Опыт с эмульсией, содержащей нефть Столбового месторождения, заключался в сравнении эффективности холодного отстаивания, магнитной и химической обработок. Для выявления места постоянного магнита в схеме нагрев – отстаивание один образец нефти был подвергнут деэмульсации по схеме магнитная обработка – нагрев – отстаивание, а другой по схеме нагрев – магнитная обработка – отстаивание. Результаты опыта представлены на рисунке 2. Качественный анализ результатов второго опыта (*рис. 2а*) показал, что Столбовая нефть в ходе отстаивания образует следующие слои: верхний нефтяной, промежуточный, состоящий из мелкоячеистой и крупноячеистой, губчатых структур и нефтяного пояса, и водный. В ходе сравнения образцов 1 и 2 выяснилось, что случае холодного отстаивания высота слоев больше, а границы между ними ярко выражены. Однако, магнитное воздействие и нагрев второго образца привели к образованию более крупных ячеек нижнего губчатого слоя. Разрушение эмульсии третьего образца началось уже на выходе жидкости из магнита. В водном слое третьего образца наблюдаются углеводородные пленки, из чего следует, что в ячейках губчатых структур первого и второго образцов содержится вода. Также по цвету губчатых структур можно предположить, что в ходе отстаивания эмульсии Столбовой нефти и дистиллированной воды происходит выделение высокомолекулярных парафиновых углеводородов. При химическом воздействии на эмульсию (образец 4) наблюдается четкая граница между нефтяным и водным слоями без промежуточных губчатых структур. Количественный анализ результатов второго опыта (*рис. 2б*) показал, что эффективность химической обработки составила 60 %, а обработки с предварительным нагревом – 69,23 %. Объёмы губчатых слоев образцов 1 и 2 соответственно составляют 16,20 и 12,15 мл, что говорит об стабилизирующем воздействии магнитного поля на холодную эмульсию.




*а* *б*

***Рис.1. Результаты опыта с нефтью Соболиного месторождения: 1 – термическое отстаивание; 2 – скорость потока 5 мл/мин; 3 – скорость потока 15 мл/мин; 4 – скорость потока 40 мл/мин***




*а* *б*

***Рис.2. Результаты опыта с нефтью Столбового месторождения: 1 – холодное отстаивание; 2 – схема постоянный магнит – нагрев – отстаивание; 3 – схема нагрев– постоянный магнит – отстаивание; 4 – химическая обработка***

Таким образом, по результатам проведенных опытов можно сделать вывод, что постоянное магнитное поле способствует снижению устойчивости водонефтяных эмульсий, в состав которых входят нефти, содержащие значительное количество смолисто-асфальтеновых веществ. Время нахождения эмульсии в постоянном магнитном поле оказывает существенной влияние на эффективность разделения: чем выше скорость течения жидкости в магнитном поле, тем выше эффективность процесса коалесценции. Постоянное магнитное поле приводит к стабилизации холодных эмульсий, а при прокачивании горячих эмульсий увеличивается как скорость их разрушения, так и четкость разделения. Ещё одним важным фактором, влияющим на эффективность магнитной обработки, является концентрация водной фазы. Дальнейшие исследования будут направлены на определение зависимости степени обводнённости и величины магнитной индукции на эффективность разрушения водонефтяных эмульсий.

Литература

1. Мусина, Н. С. Разрушение водонефтяных эмульсий и очистка воды при ликвидации нефтяных разливов в водных объектах / Н. С. Мусина, Т. А. Марютина, Д. А. Трофимов, Ю. Н. Романова // Наука, образование, производство в решении экологических проблем (Экология-2020). – 2020. – С. 27-33.
2. Романова Ю. Н. Исследование влияния импульсного магнитного поля на разрушение водонефтяных эмульсий / Ю. Н. Романова, Н. С. Мусина, Т. А. Марютина, Е. В. Юртов // Успехи в химии и химической технологии. – 2019. – Т. 33. – №. 10. – С. 44-46.

## ВЛИЯНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОЛЯ НА ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫЕ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И АНТИОКСИДАНТНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

**Сайденцаль А.Р.[1], Лоскутова Ю.В.[2]**
Научный руководитель с.н.с. Ю.В. Лоскутова
***[1]Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия***
***[2]Институт химии нефти СО РАН, г. Томск Россия***

В настоящее время в мире увеличивается объем добываемых высоковязких высокосмолистых или высокопарафинистых нефтей, которые с понижением температуры значительно ухудшают свои вязкостно-температурные характеристики. Это приводит к повышенному износу оборудования, дополнительным материальным затратам и ухудшению экологической ситуации на промысле. Улучшить реологические свойства таких нефтей возможно не только с использованием термической обработки или вводом химических реагентов, но воздействием различных типов физических полей [1]. Одним из таких воздействий является обработка электромагнитным полем.

Целью работы являлось изучение влияние постоянного электромагнитного поля на вязкостно-температурные, энергетические и антиоксидантные характеристики нефти и выделенных смолисто-асфальтеновых компонентов.

В качестве объекта исследования была выбрана нефть Усть-Тегусского месторождения (Тюменская область). Нефть является высокосмолистой с содержанием смол и асфальтенов 25,7 и 3,2 % мас., высоковязкой и высокозастывающей. Кроме того, ее можно охарактеризовать как легкую ($\rho$ = 0,851 г/см$^3$) и парафинистую (содержание парафинов = 4,5 % мас.). Определение массовой доли асфальтенов проводили «холодным» способом

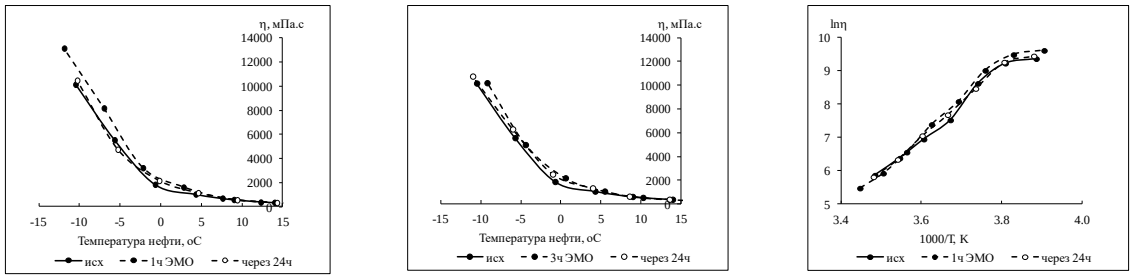
Гольде, смолистых веществ – с помощью хроматографического (адсорбционного) метода по ГОСТ 11858-66, а парафиновых углеводородов – по ГОСТ 11851-2018.

Вязкостно-температурные характеристики и температуру застывания нефти определяли на приборе ИНПН «Кристалл» (ИХН СО РАН). Антиоксидантные свойства нефти изучали вольтамперометрическим методом катодного восстановления кислорода на анализаторе антиоксидантов «АОА-01» (ООО НПП Полиант, г. Томск) с использованием ртутного пленочного электрода. Фоновым электролитом (ФЭ) являлся 0,1 М раствор $NaClO_4$ в смеси толуол: этанол (1:1) [2]. Концентрация анализируемого вещества (нефти или смолисто-асфальтеновых компонентов) в ФЭ в ходе эксперимента варьировалась от 0,5 до 4 мл/л. По вольтамперограммам были рассчитаны значения кинетического критерия антиоксидантной активности *K*.

Электромагнитную обработку (ЭМО) проводили при комнатной температуре в течение 1 и 3 ч с помощью постоянного электромагнита, используемого в ЯМР-спектрометре.

На рисунке 1 приведены графики изменения с понижением температуры вязкости нефти до и после ЭМО, по которым в аррениусовских координатах были построены зависимости логарифма вязкости $\ln\eta$ от обратной температуры 1/К, рассчитаны значения энергии активации вязкого течения $E_a^{вт}$ и температуры фазового перехода $T_{фп}$ (таблица 1) [3].

После 1 ч ЭМО наблюдается сдвиг $T_{фп}$ в низкотемпературную область, при этом энергия активации вязкого течения возрастает. После 3 ч обработки $T_{фп}$ продолжает снижаться, а $E_a^{вт}$ высокотемпературной области изменяется не значительно, а в низкотемпературной области, напротив, она резко падает. Через сутки происходит частичная релаксация $E_a^{вт}$. Кроме того, после 1 и 3 ч ЭМО наблюдается снижение температуры застывания $T_з$ на 0,6 и 3,3 °С и температуры фазового перехода на 1,5 и 8,5 °С соответственно. На восстановление температуры требуется 24 и более часов. Это связано с тем, что в результате обработки электромагнитным полем разрушаются существующие в парафинистой высокосмолистой нефти сложные структурные единицы (ССЕ), представленные асфальтеновыми центрами, оболочкой из менее полярных спиртобензольных и бензольных смол и на периферии слабо полярными парафинами [4]. При воздействии ЭМП пара- и диамагнитные молекулы смолисто-асфальтеновых компонентов выстраиваются вдоль силовых линий поля. Происходит разрушение или формирование новых ССЕ, которые обладают меньшими или большими размерами и другими качественными характеристиками. Данные процессы приводят к изменению вязкостно-температурных и энергетических макропараметров нефти.




***а*** ***б*** ***в***

***Рис.1. Вязкостно-температурные зависимости нефти: (а) после 1 ч ЭМО, (б) после 3 ч ЭМО, (в) через 1 ч ЭМО в аррениусовских координатах***

***Таблица 1***

***Значения энергии активации вязкого течения $E_a^{вт}$, температуры фазового перехода $T_{фп}$ и температуры застывания $T_з$ нефти до и после ЭМО***

| Образец нефти | $E_a^{вт}$, кДж/моль | | $T_{фп}$, °С | $T_з$, °С |
|---|---|---|---|---|
| До ЭМО | 36,7 | 14,2 | -0,7 | -5,8 |
| После 1 ч ЭМО | 44,2 | 30,0 | -2,2 | -6,4 |
| через 24 ч | 42,1 | 27,1 | -0,2 | -4,3 |
| После 3 ч ЭМО | 45,2 | 4,1 | -9,2 | -9,1 |
| через 24 ч | 47,0 | 16,6 | -6,0 | -6,4 |

Для подтверждения предположения о том, что реологические свойства исследуемой нефти связаны со строением и свойствами ССЕ, было изучено влияние ЭМО на окислительно-восстановительные свойства нефти и выделенных фракций смол и асфальтенов. Оценить результаты воздействия поля возможно по изменению кинетических характеристик нефтяных антиоксидантов, антиокислительная активность которых определяется как активностью соединений с функциональными группами, имеющими подвижный атом водорода, так и протекающими процессами, основанными на межмолекулярных взаимодействиях, приводящих к структурным преобразованиям через высвобождение или связывание реакционных центров. В качестве реакционных центров в нефтяных смолах и асфальтенах обычно выступают функциональные группы, свободные радикалы и незамещенные пространственно доступные положения ареновых, циклоалкановых и гетероциклических фрагментов. В таблице 2 приведены минимальные (min) и максимальные (max) значения критерия антиоксидантной активности *K* нефти и нефтяных компонентов после ЭМО.

***Таблица 2***

***Минимальные (min)и максимальные (max) значения критерия антиоксидантной активности К нефти и нефтяных компонентов до и после ЭМО***

| Образец | Критерий антиоксидантной активности *К*, мкмоль/л·мин | | | |
|---|---|---|---|---|
| | до ЭМО | | после ЭМО | |
| | $K_{min}$ | $K_{max}$ | $K_{min}$ | $K_{max}$ |
| Нефть | 10,1 | 27,5 | 18,9 | 31,5 |
| Бензольные смолы | 10,0 | 34,8 | 4,7 | 51,5 |
| Спиртобензольные смолы | 13,3 | 53,4 | 7,3 | 28,1 |
| Асфальтены | 15,6 | 41,6 | 11,9 | 35,6 |

Минимальные значения критерия $K_{min}$ исходной нефти и нефтяных компонентов близки между собой, а $K_{max}$ смол и асфальтенов существенно выше. Если после ЭМО реакционная активность нефти возрастает и значения $K_{min}$ и $K_{max}$ увеличиваются, то величина $K_{min}$ для смол и асфальтенов, напротив, снижается. Величина $K_{max}$ в большей или меньшей степени снижается у фракций спиртобензольных смол и асфальтенов, которые являются концентратом молекул с полярными функциональными группами, дополнительно связанными водородными связями, и характеризуются высокая стабильностью парамагнитных свойств свободных радикалов.

Резким рост критерия $K_{max}$ у фракции неполярных смол, что может быть связан с частичной поляризацией после магнитной обработки неполярных бензольных смолистых компонентов, что приводит к разрушению или формированием после ЭМО новых более реакционно-активных ССЕ.

Таким образом, в работе изучено влияние электромагнитной обработки на реологические свойства, температуру застывания и энергетические параметры высокосмолистой нефти Усть-Тегусского месторождения. Выявлено, что сразу после 1 и 3 ч обработки происходит снижение температуры застывания нефти $T_з$, и процесс релаксации длится более 24 ч. После 3 ч обработки наблюдается сдвиг в низкотемпературную область на 8,5 °С температуры $T_{фп}$, которая соответствует температуре золь – гель перехода. На полное восстановление реологических свойств обработанной нефти требуется более 24 ч. Также показано, что при температурах ниже $T_{фп}$ существенно снижаются энергетические затраты ($E_a^{em}$) на переход нефтяной системы из одного термодинамического состояние в другое.

Изменение антиокислительной активности и вязкостно-температурных свойств нефти после воздействия электромагнитным полем свидетельствует о протекании в физических полях ассоциативных превращений и структурных преобразований за счет изменения активности сложных структурных единиц нефтяной дисперсной системы в целом.

Литература

1. Волкова, Г. И. Подготовка и транспорт проблемных нефтей / Г. И. Волкова, Ю. В. Лоскутова, И. В. Прозорова, Е. М. Березина – Томск: Из-во ТГУ, 2015. 136 с.
2. Loskutova, Iu. V. Effect of physical fields on highly resinous oil / Iu. V. Loskutova, A. V. Morozova, G. I. Volkova // Journal of Siberian Federal University. Chemistry. – 2021. – V. 14. – No. 2. – P. 226–233.
3. Масимов Э.А. “Структурная температура” и свободная энергия активации вязкого течения водный растворов / Э. А. Масимов, А. А. Гасанов, Х. Т. Гасанова, С. Я. Оджагвердиева // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2015. – № 4-1. – С. 40–44.
4. Сюняев, З.И. Нефтяные дисперсные системы /З. И. Сюняев, Р. З. Сюняев, Р. З. Сафиева. – М.: Химия, 1990. – 224 с.

## ВЛИЯНИЕ АМФИФИЛЬНОГО ПОЛИМЕРА И КАРБОНОВЫХ КИСЛОТ НА СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ

**Попова Е.С.[1], Прозорова И.В.[2]**

Научный руководитель доцент, с.н.с. И.В. Прозорова

***[1]Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия***

***[2]Институт химии нефти СО РАН, г. Томск Россия***

На современном этапе развития нефтяной промышленности увеличилось число месторождений с высокопарафинистыми нефтями, что осложняет их добычу и транспортировку. Интенсивное образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) приводит к полному или частичному перекрытию подземных труб, что вызывает необходимость проведения ремонтных работ в целях депарафинизации нефтепромыслового оборудования. Наиболее эффективным способом борьбы с нефтяными осадками является введение химических реагентов, предотвращающих или ингибирующих процесс образования парафиновых отложений в нефтяных системах. В качестве ингибирующих компонентов используют полимерные присадки, в состав которых для улучшения их действия часто вводят различные поверхностно-активные вещества (ПАВ) [2].

В данной работе в качестве объекта исследования была выбрана нефть, которая содержит 7 % парафинов. В качестве ингибирующей присадки была использована композиция на основе амфифильного азотсодержащего полимера и ПАВ. В роли ПАВ были выбраны насыщенные карбоновые кислоты с различным содержанием атомов углерода ($C_{12}$ – $C_{18}$).

Для определения количества нефтяного осадка использовали установку, основанную на методе «холодного стержня» [1]. Ингибирующую способность композиций исследовали при температуре осадкообразующей

поверхности 12 ℃ и температуре нефтяного потока 25 ℃. Применение только полимера характеризуется значительным снижением количества нефтяного осадка. Степень ингибирования полимера составляет 82 %. Использование кислот с увеличением количества атомов углерода в молекуле приводит к увеличению степени ингибирования с 6 % до 45 %. Применение композиции, состоящей из полимера и карбоновых кислот, приводит к повышению степени ингибирования с 86 % до 91 % (таблица 1).

***Таблица 1***

***Влияние полимера(П) и карбоновых кислот на осадкообразование нефти***

| Образец | Количество АСПО, г/100 г | I, % |
|---|---|---|
| Исх. | 33 | - |
| Исх. + П | 6 | 82 |
| Исх. + $C_{12}H_{24}O_2$ | 31 | 6 |
| Исх. + $C_{12}H_{24}O_2$ + П | 4,6 | 86 |
| Исх. + $C_{14}H_{28}O_2$ | 29,5 | 11 |
| Исх. + $C_{14}H_{28}O_2$ + П | 4,3 | 87 |
| Исх. + $C_{15}H_{30}O_2$ | 22,5 | 32 |
| Исх. + $C_{15}H_{30}O_2$ + П | 3,6 | 89 |
| Исх. + $C_{18}H_{36}O_2$ | 18,3 | 45 |
| Исх. + $C_{18}H_{36}O_2$ + П | 3,1 | 91 |

Депрессорные свойства композиций исследовали по изменению динамической вязкости и температуры застывания нефти. Полученные результаты показывают, что самостоятельно амфифильный полимер обладает значительной депрессией (температура застывания снижается на 36 ℃), в то время как исследуемые кислоты практически не оказывают влияния на температуру застывания нефти (таблица 2).

***Таблица 2***

***Влияние композиции (полимер (П) +карбоновые кислоты) на температуру застывания нефти***

| Образец | Температура застывания, ℃ |
|---|---|
| Исх. | + 7 |
| Исх. + П | -29 |
| Исх. + $C_{12}H_{24}O_2$ | +6 |
| Исх. + $C_{12}H_{24}O_2$ + П | -40 |
| Исх. + $C_{14}H_{28}O_2$ | +7 |
| Исх. + $C_{14}H_{28}O_2$ + П | -42 |
| Исх. + $C_{15}H_{30}O_2$ | +7 |
| Исх. + $C_{15}H_{30}O_2$ + П | -49 |
| Исх. + $C_{18}H_{36}O_2$ | +7 |
| Исх. + $C_{18}H_{36}O_2$ + П | -51 |

Применение карбоновых кислот совместно с полимером позволило получить значительный синергетический эффект. Для лауриновой кислоты ($C_{12}H_{24}O_2$) снижение температуры застывания составило 11 ℃. С увеличением количества атомов углерода синергетический эффект увеличивается до 29 ℃. Исследуемый полимер также показывает высокую депрессию для нефти при измерении динамической вязкости. При использовании только полимера наблюдается снижение значений динамической вязкости: при температуре -5 ℃ - в 2.5 раза (рис. 1, а). Применение карбоновых кислот приводит к увеличению значений динамической вязкости относительно исходного образца на всем интервале температур (рис. 1, б). При совместном использовании полимера и кислот наблюдается значительное снижение динамической вязкости относительно образца нефти с полимером при -5 ℃: для лауриновой кислоты ($C_{12}H_{24}O_2$) в 2.5 раза, миристиновой кислоты ($C_{14}H_{28}O_2$) и пентадекановой кислоты ($C_{15}H_{32}O_2$) – в 2.6 раза, стеариновой кислоты ($C_{15}H_{36}O_2$) – в 2.7 раза (рис. 1, в).

а) б) в)

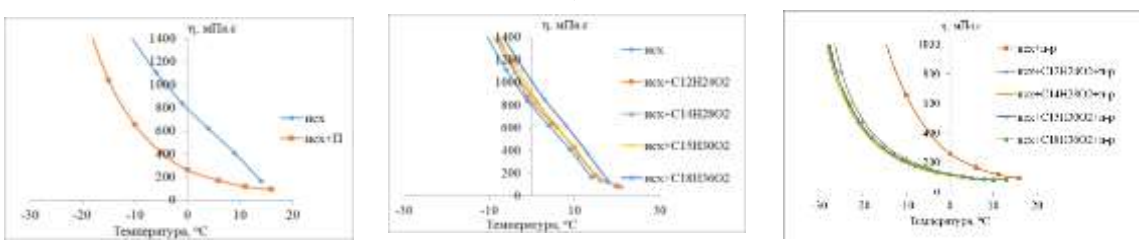



***Рис. 1. Вязкостно-температурные зависимости нефти для (а) исх. нефть, исх. нефть + полимер, (б) исх. нефть, исх. нефть + карбоновые кислоты, (в) исх. нефть + полимер, исх. нефть + карбоновые кислоты + полимер***

Структура парафиновых углеводородов исследуемых осадков была изучена при помощи оптической микроскопии. Анализ полученных микрофотографий, представленных на рисунке 2, показал, что осадок исходной нефти состоит из сферолитных структур парафиновых углеводородов, размеры которых составляют от 30 до 80 мкм, средний диаметр равен 65 мкм (рис. 2, а). Добавление ингибирующей присадки приводит к образованию дендритных кристаллов твердых углеводородов гораздо меньших размеров, структурно не соединенных друг с другом, что препятствует осаждению парафиновых углеводородов на стенки оборудования. Дендритные структуры парафиновых углеводородов могут образовываться из-за угнетающего действия присадки, а процесс кристаллизации может идти в избирательных направлениях с участков кристаллов, блокированных присадкой в меньшей степени. При добавлении к исходной нефти полимера в нефтяном осадке наблюдается снижение размеров структур парафиновых углеводородов, средняя длина структур 35 мкм (рис. 2, б). Добавление карбоновых кислот как индивидуально, так и совместно с полимером приводит также к снижению длины парафиновых углеводородов и уменьшению количества их скоплений. Максимальное снижение размеров структур парафиновых углеводородов наблюдается в осадке нефти с добавлением полимера и стеариновой кислоты, средний диаметр равен 21 мкм (рис. 2, г).

а) б) в) г)

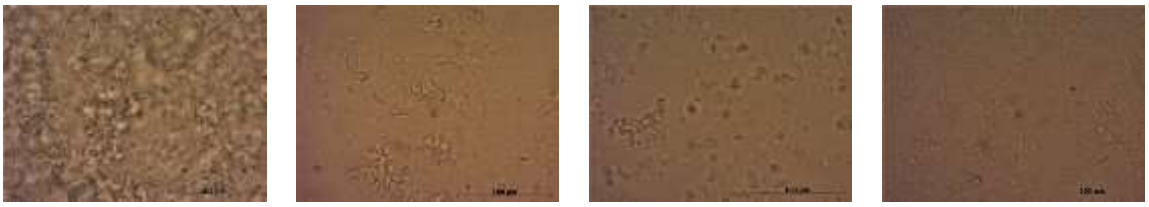


***Рис. 2. Микрофотографии нефтяного осадка: (а) исх. нефть, (б) исх. нефть + полимер, (в) исх. нефть + $C_{18}H_{36}O_2$, (г) исх. нефть + полимер + $C_{18}H_{36}O_2$***

Таким образом, в работе было изучено влияние амфифильного полимера и карбоновых кислот на процесс образования АСПО, вязкостно-температурные характеристики и структуру парафиновых углеводородов в нефтяном осадке. Установлено, что индивидуально полимер показывает высокую степень ингибирования и значительные депрессорные свойства. Добавление композиции, состоящей из полимера и стеариновой кислоты, приводит к максимальному снижению количества нефтяного осадка, температуры застывания и вязкости нефти. Показано, что добавление карбоновых кислот, в качестве поверхностно-активных веществ, приводит к уменьшению размеров ассоциатов парафиновых углеводородов и их агрегатов. Полученные в лабораторных условиях зависимости могут быть использованы в промышленности для увеличения ингибирующей способности полимера (до 91 %).

Литература

1. Агаев С. Г., Гуров Ю. П., Землянский Е. О. Фазовые переходы и структурообразование в модельных системах твердых углеводородов и депрессорных присадок //Нефтепереработка и нефтехимия. – 2004. – №. 9. – С. 37-40.
2. Литвинец И. В. Влияние ингибирующих присадок на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем: дис. – Томск: дис. канд. хим. наук, 2016.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СМЕСЕЙ-ИНГИБИТОРОВ НА ОСНОВЕ ПРИРОДНЫХ НЕФТЯНЫХ СМОЛ НА ПРОЦЕСС КОАГУЛЯЦИИ АСФАЛЬТЕНОВЫХ АГРЕГАТОВ

**Тарасов В.Е., Кривцова К.Б.**
Научный руководитель инженер К.Б. Кривцова
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

В связи с активно повышающимся спросом на жидкие углеводороды в настоящий момент наблюдается истощение запасов легкой нефти, в следствии чего в разработку вовлекаются запасы более тяжелых нефтей. В связи с этим требуется решение ряда сопутствующих проблем, одна из них – неустойчивость нефтяной дисперсной системы.

Неустойчивость нефтяной дисперсной системы тяжелого нефтяного сырья обусловлена значительным содержанием высокомолекулярных конденсированных полиароматических соединений, таких как смолы и асфальтены, которые существуют в нефтяной дисперсной системе в коллоидной форме в виде сложных структурных единиц. При наличии факторов, воздействующих на систему, в сложных структурных единицах происходит разрушение сольватных оболочек, в результате чего происходит процесс коагуляции асфальтенов, приводящий к осаждению крупных агрегатов [1].

С целью предотвращения данного явления в нефть добавляют ингибиторы коагуляции асфальтенов – вещества, создающие прочную сольватную оболочку вокруг ядра частицы. Происхождение таких веществ может быть различным, но отдельно следует выделить природные нефтяные смолы, которые в сложных структурных единицах концентрируются в сольватных оболочках, препятствуя агрегации асфальтеновых частиц, тем самым являются природными ингибиторами коагуляции асфальтенов. Введение добавок в определенных концентрациях может привести к изменению в строении сложных структурных единиц, в результате чего повышается их стабильность [2].

Целью данной работы является исследование влияния смесей-ингибиторов на основе природных нефтяных смол на процесс коагуляции асфальтеновых агрегатов.

Объектом исследования являлась нефть месторождения «Снежное».

Для приготовления ингибиторов были использованы природные нефтяные смолы, разделенные при экстрагировании на две фракции: бензоловую и спирт-бензоловую. Было изготовлено четыре линейки смесей-ингибиторов, различающихся концентрацией входящих в них смол. Первая линейка характеризуется наличием в составе только бензоловых смол, вторая – наличием только спирт-бензоловых смол, третья состоит из смеси бензоловых и спирт-бензоловых смол в равной пропорции, в четвертой линейке соотношение бензоловых и спирт бензоловых смол составляет 1 : 2.

Полученные результаты представлены ниже (рис.).

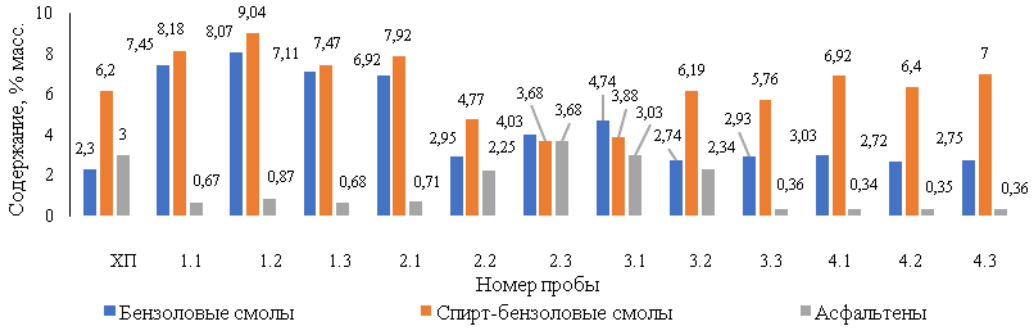



***Рис. Компонентный состав исходной нефти и нефти с добавлением смеси-ингибитора***

После введения в систему первой линейки ингибиторов в системе наблюдается снижение содержания асфальтенов на 71 – 78 % масс. При введении в образцы нефти второй линейки ингибиторов происходит снижение содержания асфальтенов на 77 % масс. Однако при последующем увеличении концентрации ингибитора содержание асфальтенов увеличивается на 22 % масс. от исходного значения. При использовании третьей линейки ингибиторов снижение содержания асфальтенов составляет 88 % масс. В результате воздействия ингибиторов четвёртой линейки на исходную нефть снижение количества асфальтенов достигает 89 % масс.

Таким образом, внесение смесей-ингибиторов на основе природных нефтяных смол в сырую нефть значительно снижает степень коагуляции асфальтенов и, как следствие, значительно повышает агрегативную устойчивость системы.

Литература

1. Сюняев З. И., Сафиева Р. З., Сюняев Р. З. Нефтяные дисперсные системы. – 1991.
2. Кривцова К. Б., Стреляев А. Д. Исследование влияния смесей-ингибиторов на основе природных смол на процесс осаждения асфальтенов //Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2021. – №. 1. – С. 20-22.

## ЦЕОЛИТНЫЕ КАТАЛИЗАТОРЫ С ИЕРАРХИЧЕСКОЙ ПОРИСТОЙ СТРУКТУРОЙ В СИНТЕЗЕ ПИРИДИНОВ

**Филиппова Н.А.**
Научный руководитель доцент Н.Г. Григорьева
***Институт нефтехимии и катализа УФИЦ РАН, г. Уфа Россия***

Многие вещества с пиридиновым кольцом в структуре широко используются в фармацевтической промышленности (никотиновая кислота, кордиамин, изониазид и др.), в производстве красителей, полимеров для пропитки шинного корда, латексов, гербицидов (паракват), ингибиторов коррозии металлов, окислителей спиртов до карбоновых кислот, ингибиторов коррозии металлов и других ценных и полезных материалов [1-6].

Реакция альдегидов и/или кетонов с аммиаком лежит в основе промышленного способа получения пиридинов. Катализаторами процесс служат аморфные алюмосиликаты, промотированные соединениями переходных металлов [3]. Традиционные микропористые цеолиты (диаметр пор менее 2 нм) в синтезах пиридинов недостаточно эффективны из-за быстрого закоксовывания и дезактивации.

Целью данной работы является разработка способа получения пиридина и алкилпиридинов реакциями: а) этанола с растворами аммиака и формальдегида; б) этанола с раствором аммиака и ацетоном в присутствии неописанных ранее каталитических систем на основе иерархического цеолита Y (H-$Y_h$).

**Пиридины** (пиридин, β-пиколин и 3,5-лутидин) получали взаимодействием водных растворов аммиака (25%) и формальдегида (37%) с этанолом при 200-400°C, объемной скорости подачи сырья (*w*) 2-7 $ч^{-1}$, мольном соотношении $C_2H_5OH$: $CH_2O$: $NH_3$= 1.0: (0.3 ÷ 1.5): (1.5 ÷ 4.5) на проточной установке.

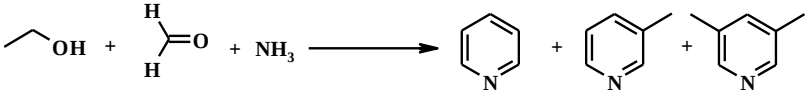



***Рис.1. Синтез пиридина и алкилпиридинов***

Основными продуктами реакции являются пиридин, 3-пиколин и 3,5-лутидин. В небольших количествах образуются 2- и 4-пиколины, лутидины и Коллидины, метил-этилпиридины и другие алкилпиридины.

***Таблица 1***

***Реакция этанола с аммиаком и формальдегидом на цеолитах Y***

| Катализатор | Конверсия $C_2H_5OH$, % | Селективность, % | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Пиридин | Пиколины | Лутидины | «Тяжелые» |
| 0.95H-Y | 60 | 15 | 45 | 25 | 15 |
| 0.95H-$Y_h$ | 80 | 12 | 56 | 24 | 8 |
| Условия: мольное соотношение $C_2H_5OH$: $CH_2O$: $NH_3$ = 1.0: 0.8: 1.5, 400°C, 7 $ч^{-1}$ | | | | | |

При сравнении каталитических свойств образцов цеолита Y с микро- и иерархической пористой структурой (табл. 1) видно, что максимальную активность в реакции проявляет иерархический цеолит H-$Y_h$, конверсия этанола на котором в 1.3 раза выше, чем на микропористом цеолите H-Y. Иерархический катализатор H-$Y_h$ позволяет максимально селективно получать пиколины (56 %), а суммарная селективность по метил- и диметилпиридинам – 80 %.

Изучение влияния продолжительности синтеза на конверсию этанола под действием цеолитов H-Y и H-$Y_h$ показывает, что конверсия этанола через 8 ч на образце H-$Y_h$ снижается только на 20 %, а микропористый цеолит H-Y дезактивируется очень быстро продуктами коксообразования: уже через 2 ч конверсия спирта уменьшается до 15 %, а через 4 ч катализатор полностью неактивен.

**Синтез 2,4,6-коллидина** конденсацией этанола с водным раствором аммиака и ацетоном проводили в проточном реакторе при 200-400 °C, *w* = 2-7 $ч^{-1}$, мольном соотношении $C_2H_5OH$: $(CH_3)_2CO$: $NH_3$ = 0-2.0: 1.0-2.0: 1.5-3.0.

В реакционной массе присутствуют 2,4,6-триметилпиридин, диалкилпиридины, а также разнообразные продукты превращения ацетона - окись мезитила, диацетоновый спирт, форон, изофорон, три- и тетраметилбензолы и «другие» соединения с молекулярной массой выше 156 г/моль (“тяжелые”).

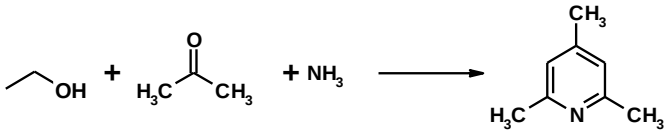



***Рис.2. Синтез 2,4,6-коллидина реакцией конденсации этанола, ацетона и аммиака***

В результате исследования каталитических свойств образцов цеолитов микропористой (H-Y) и с иерархической микро-мезо-макропористой структурой (H-$Y_h$) с в реакции этанола с водным раствором аммиака и ацетоном установлено, что на микропористом образце конверсия этанола не превышает 10% (табл. 2).

***Таблица 2***

***Реакция этанола и ацетона с аммиаком на цеолитах Y с различной пористой структурой***

| Катализатор | Конверсия $C_2H_5OH$, % | Селективность, % | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 2,4,6-Коллидин | 2-Пиколин | Продукты конденсации ацетона | «Тяжелые» |
| 0.95H-Y | 10 | - | - | 100 | - |
| 0.95H-$Y_h$ | 70 | 67 | 6 | 21 | 6 |
| Условия: 300°C, 7 $ч^{-1}$, мольное соотношение $C_2H_5OH$: $(CH_3)_2CO$: $NH_3$ = 1.0: 1.0: 1.5 | | | | | |

В реакционной массе, полученной на микропористом цеолите Y, алкилпиридины отсутствуют, идентифицированы только продукты побочных превращений ацетона и «тяжелые» соединения. Полученные результаты, по-видимому, обусловлены отсутствием возможностей для образования объемных молекул триметилпиридинов (размер 6.36 * 6.38 Å) в микропорах цеолита 0.95H-Y, поэтому основным продуктом реакции является диацетоновый спирт (75 %).

При изучении влияния мольного соотношения $C_2H_5OH$: $(CH_3)_2CO$: $NH_3$ установлено, что конверсия этанола возрастает на 20 % с увеличением содержания ацетона в сырье. При этом в продуктах реакции снижается селективность образования 2,4,6-коллидина в 1,5 раза, содержание продуктов конденсации ацетона возрастает в 1,8 раза, возрастает количество других алкилпиридинов и «тяжелых» соединений.

В исследованном диапазоне температур (200-400 °C) конверсия этанола возрастает с повышением температуры от 42 % до 80 %. Селективность образования 2,4,6-триметилпиридина возрастает с увеличением температуры от 200 до 300 °C, затем снижается почти в два раза при 400 °C.

При исследовании влияния объёмной скорости подачи сырья установлено, что с ее повышением от 2 $ч^{-1}$ до 14 $ч^{-1}$ конверсия этанола уменьшается от 79 до 20%. Максимальная селективность образования 2,4,6-коллидина (67 %) получена при 300 °C, 7 $ч^{-1}$, мольном соотношении $C_2H_5OH$: $(CH_3)_2CO$: $NH_3$ = 1.0: 1.0: 1.5.

**Выводы.** В результате сравнения эффективности цеолитов Y с различной текстурой в синтезе пиридинов реакциями: а) этанола с растворами аммиака и формальдегида, б) этанола с раствором аммиака и ацетоном; установлена высокая активность, селективность по целевым продуктам и стабильность цеолитных катализаторов в структуре которых сочетаются микро-, мезо- и макропоры.

Разработаны эффективные гетерогенно-каталитические способы синтеза базовых пиридинов, основанные на использовании цеолитов с иерархической микро-, мезо- и макропористой структурой (H-$Y_h$). Реакцией этанола с растворами аммиака и формальдегида на цеолите H-$Y_h$ синтезированы пиридин, β-пиколин, 3,5-лутидин с суммарной селективностью 92 % при конверсии спирта 80 %. Впервые реакцией этанола с водным раствором аммиака и ацетоном на цеолите H-$Y_h$ получен 2,4,6-коллидин с высокой селективностью (67 %).

Стабильность указанных катализаторов в синтезе пиридинов существенно выше, чем в присутствии микропористых цеолитных катализаторов, которые дезактивируются в течение 2-4 ч работы.

*Работа выполнена в рамках государственного задания темы: FMRS-2022-0080 и FMRS-2022-0081.*

Литература

1. Filatov A. A., Boiko V. N., Yagupolskii Y. L. Interaction of 2, 4, 6-tris (fluorosulfonyl) chlorobenzene with O-, N-, S-, C-nucleophiles and F-anion //Journal of Fluorine Chemistry. – 2012. – Т. 143. – С.123-129.
2. Higasio Y. S., Shoji T. Heterocyclic compounds such as pyrroles, pyridines, pyrollidins, piperdines, indoles, imidazol and pyrazins //Applied Catalysis A: General. – 2001. – Т. 221. – №. 1-2. – С. 197-207.
3. Krishna Mohan, V. V. Synthesis of N-heterocyclic compounds over zeolite molecular sieve catalysts: an approach towards green chemistry / V. V. Krishna Mohan, N. Narender // Catalysis Science & Technology. – 2012. – 2, - p. 471-487.
4. Shiri L., Ghorbani-Choghamarani A. 2, 4, 6-trimethylpyridinium chlorochromate (TMPCC) as an efficient and novel oxidizing agent for the chemoselective oxidation of alcohols to the corresponding carbonyl compounds //Journal of the Chilean Chemical Society. – 2009. – Т. 54. – №. 2. – С. 191-193.
5. Sirlibaev, T. S. Synthesis and study of corrosion inhibitors from acetylene compounds / T. S. Sirlibaev // O'zbekiston Respublikasi Fanlar Akademiyasining Ma'ruzalari. – 2007. – 5. – P. 49–52.
6. Zhu H. L. et al. Synthesis, crystal structures and properties of two supramolecular polymers constructed by lanthanide with pyridine-2, 4, 6-tricarboxylic acid //Synthetic metals. – 2012. – Т. 162. – №. 13-14. – С. 1327-1334.

## ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РЕАКЦИЙ ПОЛУЧЕНИЯ ИЗОБУТИЛЕНА И БУТАНА В ТЕХНОЛОГИИ FCC НА ОСНОВЕ УЧЕТА ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ГРУПП В МОЛЕКУЛАХ УГЛЕВОДОРОДОВ

**Форутан С.К.**

Научный руководитель профессор Е.Н. Ивашкина

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

Ценные продукты нефтехимии являются строительными блоками химической промышленности. Наиболее востребованными продуктами нефтехимии являются низшие олефины и парафины, такие как бутилен, пропилен и бутан. Ежегодно 400 млн. т олефинов производятся различными способами, такими как каталитический крекинг, паровой крекинг и дегидрирование. Согласно [3] около 60 % мирового нефтяного сырья используется в процессе каталитического крекинга, с применением этой технологии производится 59 % всех олефинов [1-3].

Для увеличения выхода низших олефинов и парафинов необходим глубокий анализ процесса и реакций каталитического крекинга. Установление термодинамических закономерностей является первым этапом анализа процесса. Квантово-термодинамический анализ основан на оценке влияния функциональной группы в структуре молекулы на такие свойства компонента, как энтальпия. В классической истории науки разные ученые предлагали уравнения для расчета свойств молекул, такие как K.S. Pitzer 1940 г., J.L. Franklin 1949 г., S.W. Benson 1958 г., K.G. Joback 1987 г., L. Constantinou-R. Gani 1994 г. и L. Coniglio 1997 г. [4-9]. В данной работе представлены результаты расчетов термодинамических параметров реакций каталитического крекинга, таких как энтальпия, с помощью классических математических функций в постоянном температурном диапазоне.

Каталитический крекинг характеризуется разными реакциями [10-12]. Получение продуктов изобутилена и бутана осуществляется с помощью нескольких реакций (таблица 1). В данном исследовании классический метод Constantinou-Gani использовался для расчета таких термодинамических параметров, как стандартная энтальпия образования газа, теплоемкость, энтальпия. Суть этих указанных методов заключается в том, что термодинамические параметры рассчитывают на основе влияния каждой функциональной группы в молекулярной структуре соединения. Функциональные группы, входящие в метод Constantinou-Gani: C (4), CH, $CH_2$, $CH_3$, $CH_2$=CH, $CH_2$=C, CH=CH, CH=C, C=C. На первом этапе исследования для каждого углеводородного компонента и изомеров рассчитывались термодинамические параметры: стандартная энтальпия образования газа, теплоемкость и энтальпия при различной температуре каталитического крекинга: 490 $^0$C (788,15K), 550 $^0$C (845,15K) и 605 $^0$C (903,15K). На втором этапе исследования для каждой реакции рассчитывался термодинамический параметр: энтальпия реакции при различной температуре процесса каталитического крекинга: 490 $^0$C (788,15K) и 605$^0$C (903,15K). Уравнения 1 позволяет определить энтальпию при любых температурах. В уравнении 1 $\Delta H_t$ – энтальпия фазового перехода, если она существует в температурном диапазоне расчетов.

***Таблица 1***

***Реакции получения изобутилена и бутана***

| Номер | Реакции |
|---|---|
| 1 | Крекинг низших н-парафинов ($C_{5-11+}$) в парафины и олефины<br>n-$C_7H_{16}$ → $C_3H_6$ + $C_4H_{10}$ |
| 2 | Крекинг изопарафинов ($C_{5-11+}$) в парафины и изоолефины<br>i-$C_7H_{16}$ → i-$C_4H_8$ + $C_3H_8$ |

$$\Delta H_f(T) = \Delta H_f^0(298{,}15K) + \int_{298{,}15K}^{T} \Delta C_p^0(T)dT + \Delta H_t \ (kJ\ mol^{-1}) \qquad (1)$$

Рисунок показывает результаты математических расчетов энтальпии для каждого компонентов и изомеров при трех температурах. Анализ результатов показывает, что этот метод позволяет точно определить термодинамические параметры даже для нелинейных и длинноцепочечных углеводородов. Можно сделать вывод, что в методе Constantinou-Gani на основе функциональных групп возможно рассматривать влияние изомеров на значение термодинамических параметров. Результаты анализа каждого компонента также показали, что при увеличении температуры стабильность молекул уменьшается. Таким образом, видно увеличение энтальпии. В таблице 3 показаны результаты математических расчетов энтальпии для реакций. Анализ реакций 1 и 2 показывает (таблица 2), что изомеры парафина (i-$C_7H_{16}$) реагируют легче, чем изомеры н-парафина (n-$C_7H_{16}$), которые потребляют меньше энергии на основе меньшей энтальпии в результатах математических расчетов.

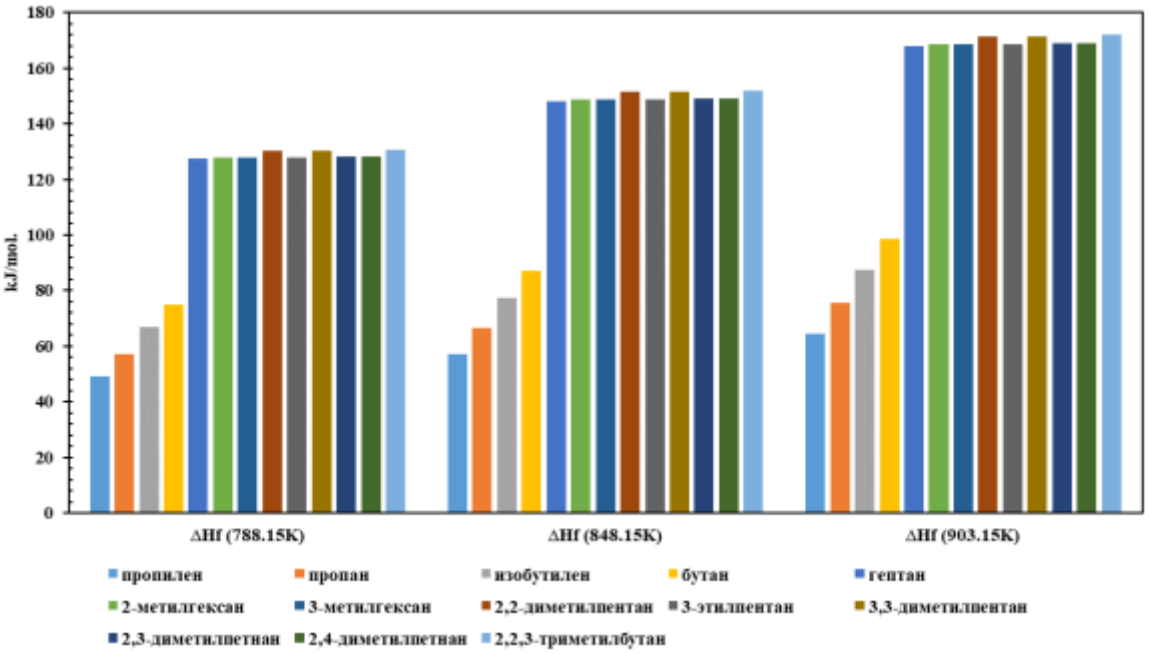



***Рис. Энтальпия при трех температурах для углеводородных компонентов и изомеров***

***Таблица 2***

***Результаты математических расчетов для получения энтальпии 2 целевых реакций при двух температурах***

| Номер реакций | Продукты | | Реагенты | $\Delta H_f$ (788.15K) (Kj/mol) | $\Delta H_f$ (903.15K) (Kj/mol) |
|---|---|---|---|---|---|
| Реакция 1 | $C_3H_6$ | $C_4H_{10}$ | n-$C_7H_{16}$ | 77.361 | 76.072 |
| | Пропилен | Бутан | Н-гептан | | |
| Реакция 2 | $C_3H_8$ | i-$C_4H_8$ | i-$C_7H_{16}$ | | |
| | Пропан | 2-метилпропен | 2-метилгексан | 70.492 | 69.023 |
| | | | 3-метилгексан | 70.492 | 69.023 |
| | | | 2,2-диметилпентан | 72.257 | 70.311 |
| | | | 3-этилпентан | 70.492 | 69.023 |
| | | | 3,3-диметилпентан | 72.257 | 70.311 |
| | | | 2,3-диметилпетнан | 78.321 | 76.717 |
| | | | 2,4-диметилпетнан | 78.321 | 76.717 |
| | | | 2,2,3-триметилбутан | 80.086 | 78.005 |

Среди изомеров i-$C_7H_{16}$, 2-метилгексан, 3-метилгексан и 3-этилпентан показывают наименьшую энтальпию, значение которой одинаково. По этой причине рекомендуется крекинг этих изомеров для получения бутилена и бутана. Газообразные продукты: бутилен и бутан получаются во вторичном крекинге, таким образом, селективность катализатора в первом крекинге имеет большое значение.

Литература


1. Corma, A. Crude oil to chemicals: light olefins from crude oil / A. Corma, E. Corresa, Y. Mathieu, L. Sauvanaud, S. Al-Bogami, M. S. Al-Ghrami, A. Bourane // Catalysis Science and Technology. – 2017. – V. 7. – P. 12–46.
2. Gholami, Z. A review on production of light olefins via fluid catalytic cracking / Z. Gholami, F. Gholami, Z. Tisler, M. Tomas, M. Vakili // Energies. – 2021. – V. 14. – P. 1089–1125.
3. Zacharopoulou, V. Olefins from biomass intermediates: A review / V. Zacharopoulou, A. A. Lemonidou // Catalysts. – 2017. – V. 8. – P. 2-21.
4. Pitzer K. S. The vibration frequencies and thermodynamic functions of long chain hydrocarbons / K. S. Pitzer // Journal of Chemical Physics. – 1940. – V. 8. – P. 711–720.
5. Franklin, J. L. Prediction of heat and free energies of organic compounds / J. L Franklin // Industrial and Engineering Chemistry. – 1949. – V. 41. – P. 1070–1079.
6. Benson, S. W. Additivity rules for the estimation of molecular properties. Thermodynamic properties / S. W. Benson, J. H. Buss // Journal of Chemical Physics. – 1958. – V. 29. – P. 546–572.
7. Joback, K. G. Estimation of pure-component properties from group-contributions / K. G. Joback, R. C. Reid // Chemical Engineering Communications. – 1987. – V. 57. – P. 233–243.
8. Constantinou, L. New group contribution for estimating properties of pure compounds / L. Constantinou, R. Gani. // AIChE Journal. – 1994. – V. 40. – P. 1697–1710.
9. Coniglio, L. A group contribution method for estimating ideal gas heat capacities of hydrocarbons / L. Coniglio, J. L. Daridon // Fluid Phase Equilibria. – 1997. – V. 139. – P. 15–35.
10. Sadeghbeigi, R. Fluid Catalytic Cracking Handbook: Design, Operation and Troubleshooting of FCC Facilities, 2nd Edition, Gulf Publishing Co., Houston, (2000).
11. Ivanchina, E. Mathematical modeling of catalytic cracking riser reactor / E. Ivanchina, E. Ivashkina, G. Nazarova / Chemical Engineering Journal. – 2017. – V. 329. – P. 262–274.
12. Pitault, I. Kinetic model based on a molecular description for catalytic cracking of vacuum gas oil / I. Pitault, D. Nevicato, M. Forissier, J. R. Bernard //Chemical Engineering Science. – 1994. – V. 49. – P. 4249–4262.


## ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА СУЛЬФИРОВАНИЯ ЛИНЕЙНЫХ АЛКИЛБЕНЗОЛОВ

**Солопова А.А., Долганова И.О., Долганов И.М., Ивашкина Е.Н.**
Научный руководитель научный сотрудник И.О. Долганова
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Алкилбензолы являются наиболее распространенным органическим сырьем при производстве алкилбензолсульфокислот (АБСК) и состоят из бензольного ядра, с которым связана алкильная цепь. Длина алкильной цепи зависит от исходного сырья, а точка присоединения к бензольному кольцу в значительной степени определяется процессом производства. Степень разветвленности алкильной цепи позволяет различать два класса алкилбензолов: «жесткие» и «мягкие». Соединения с линейной алкильной цепью образуются в результате каталитического синтеза бензола и смеси чистого олефина, либо олефинов и парафинов в присутствии фторида водорода (HF), либо из реакции между хлорпарафинами и бензолом в присутствии хлорида алюминия ($AlCl_3$). Линейные алкилбензолы являются более биоразлагаемыми и называются биологически «мягкими». Соединения с разветвленной алкильной цепью, образованные в результате каталитической реакции в присутствии $AlCl_3$ между пропиленом, конденсированным до тетрамера и бензола, являются менее биоразлагаемыми и называются биологически «жесткими». Линейные алкилбензолы в значительной степени вытеснили разветвленные алкилбензолы из-за их улучшенной биоразлагаемости [1].

Процесс сульфирования характеризуется большим тепловыделением, при высокой температуре протекают побочные реакции, ухудшающие качество продуктов. При этом температура процесса зависит от состава и расхода перерабатываемого сырья, что определяет конструкционные особенности оборудования.

Применение математической модели процесса сульфирования позволяет выработать рекомендации по поддержанию оптимальных технологических параметров проведения процесса, при которых минимизируется риск негативных последствий.

В настоящей работе объектом анализа является многотрубный пленочный реактор сульфирования линейных алкилбензолов с длиной боковой цепи 10-13 атомов углерода серным ангидридом, Реактор представляет собой 120 трубок диаметром 25 мм и длиной 6 м, по внутренним стенкам которых стекает тонкая пленка ЛАБ. Сульфирующий агент подается сверху реактора. Средний массовый расход ЛАБ, подаваемого в реактор, 3500 кг/ч, в соотношении ЛАБ/$SO_3$ не более 1:1,08. При этом подаваемая в реактор газовоздушная смесь содержит не более 5,5 % об. серного ангидрида.

Допуская, что исследуемый процесс соответствует режиму идеального вытеснения и отсутствует массоперенос веществ из жидкой фазы в газовую, была разработана математическая модель, которая позволяет количественно оценить влияние исходных параметров в системе на скорость превращения ЛАБ и перенос $SO_3$ в жидкую фазу. Данная математическая модель описывается следующим образом:

$$\begin{cases} \frac{\partial C_{SO3}^{\text{жид}}}{\partial l} = -k_0 a_0 C_{\text{ЛАБ}} C_{SO_3} - k_2 a_2 C_{\text{АБСК}} C_{SO_3}{}^2 - 2k_3 a_3 C_{\text{ЛАБ}} C_{SO_3}{}^2 - 2k_6 a_6 C_{\text{непредЛАБ}} C_{SO_3} + \frac{\beta F \Delta C}{V_{\text{жид}}} \\ \frac{\partial C_{\text{ЛАБ}}}{\partial l} = -k_0 a_0 C_{\text{ЛАБ}} C_{SO_3} - k_1 a_1 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{АБСК}} - k_2 a_2 C_{\text{АБСК}} C_{SO_3}{}^2 \\ -k_3 a_3 C_{\text{ЛАБ}} C_{SO_3}{}^2 - k_4 a_4 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{ПСК}} + k_7 a_7 C_{\text{неСульф}} C_{H2O} \\ \frac{\partial C_{\text{АБСК}}}{\partial l} = k_0 a_0 C_{\text{ЛАБ}} C_{SO_3} - k_1 a_1 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{АБСК}} - 2k_2 a_2 C_{\text{АБСК}} C_{SO_3}{}^2 + \\ +k_5 a_5 C_{\text{ангАБСК}} C_{H2O} + k_7 a_7 C_{\text{неСульф}} C_{H2O} \\ \frac{\partial C_{\text{ПСК}}}{\partial l} = k_3 a_3 C_{\text{ЛАБ}} C_{SO_3}{}^2 - k_4 a_4 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{ПСК}} \\ \frac{\partial C_{\text{ангАБСК}}}{\partial l} = k_2 a_2 C_{\text{АБСК}} C_{SO_3}{}^2 - k_5 a_5 C_{\text{ангАБСК}} C_{H2O} \\ \frac{\partial C_{\text{неСульф}}}{\partial l} = k_1 a_1 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{АБСК}} + k_6 a_6 C_{\text{непредЛАБ}} C_{SO_3} - k_7 a_7 C_{\text{неСульф}} C_{H2O} \\ \frac{\partial C_{H2O}}{\partial l} = k_2 a_2 C_{\text{АБСК}} C_{SO_3}{}^2 - k_5 a_5 C_{\text{ангАБСК}} C_{H2O} - k_7 a_7 C_{\text{неСульф}} C_{H2O} \\ \frac{\partial C_{H2SO4}}{\partial l} = k_2 a_2 C_{\text{АБСК}} C_{SO_3}{}^2 \\ \frac{\partial C_{\text{непредЛАБ}}}{\partial l} = -k_6 a_6 C_{\text{непредЛАБ}} C_{SO_3} \\ \frac{\partial T}{\partial l} = \frac{1}{C_P}(Q_0 k_0 a_0 C_{\text{ЛАБ}} C_{SO_3} + Q_1 k_1 a_1 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{АБСК}} + Q_2 k_2 a_2 C_{\text{АБСК}} C_{SO_3}{}^2 \\ +Q_3 k_3 a_3 C_{\text{ЛАБ}} C_{SO_3}{}^2 + Q_4 k_4 a_4 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{ПСК}} + Q_5 k_5 a_5 C_{\text{ангАБСК}} C_{H2O} + \\ +Q_6 k_6 a_6 C_{\text{непредЛАБ}} C_{SO_3} + Q_7 k_7 a_7 C_{\text{неСульф}} C_{H2O}) \end{cases}$$

Здесь:
– ЛАБ – линейный алкилбензол с углеводородным радикалом $C_{10}$ – $C_{13}$
– АБСК – алкилбензолсульфокислота с углеводородным радикалом $C_{10}$ – $C_{13}$
– ПСК – пиросульфокислота
– Ангидрид АБСК – ангидрид сульфоновой кислоты
– ЛАБнепр – остаточный линейный алкилбензол с углеводородным радикалом $C_{10}$ – $C_{13}$
– Несульфированные соединения – сульфоны и тетралины
Активность реакционной среды находится как:

$$a_j = e^{-\alpha C_{v.c.}}$$

При $Z = 0, C_{v.c.} = 0, \alpha = 1, a_j = 1$.

Здесь: $a_j$ – активность реакционной среды в протекании j-ой реакции, относительные единицы; $C_i$ – концентрация $i$-го компонента (мольм$^{-3}$); $C_i^0$ – начальная концентрация $i$-го компонента (мольм$^{-3}$); $C_{v.c.}$ – концентрация высоковязкого компонента (моль·м$^{-3}$); $T$ – температура (K); $T_0$ – начальная температура (K); $\alpha$ – параметр, влияющий на изменение скорости $j$-ой реакции вследствие накопления высоковязкого компонента.

На основании разработанной математической модели был произведен расчет на основании данных с действующей установки сульфирования ЛАБ на одном из нефтеперерабатывающих заводах России. Результаты расчета представлены на рисунке 1.

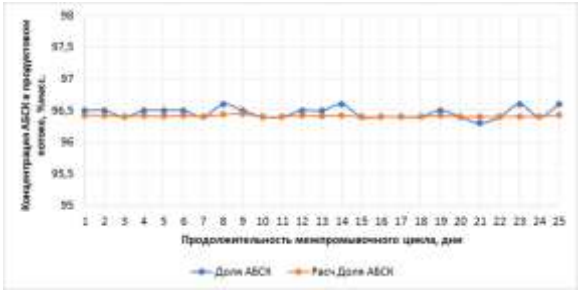



***Рис.1. Динамика изменения концентрации АБСК в продуктовом потоке в течение одного межпромывочного цикла***

С применением математической модели были произведены расчеты при изменении мольного соотношения сульфирующего агента к ЛАБ. Регламентные значения для проведения процесса – мольное соотношение $SO_3$/ЛАБ не должно превышать 1,08, при увеличении соотношения происходит резкое увеличение скорости образования побочных продуктов – сульфонов, которые в АБСК входят в несульфированную часть. Кроме того, высокая концентрация

сульфирующего агента приводит к деалкилированию алкилбензола с образованием олефинов, которые, полимеризуюясь образуют смолистые соединения, что приводит к ухудшению цвета сульфоновой кислоты.

Серный ангидрид обладает высокой химической активностью. При взаимодействии с водой он образует серную кислоту, при растворении в серной кислоте образует олеум. Серный ангидрид и серная кислота могут вызывать коррозию металлов.

С целью снижения концентрации данных продуктов в выходном потоке были произведены расчёты при изменении мольного соотношения реагентов. На рисунке 2 представлена зависимость концентраций серной кислоты и серного ангидрида в газовой фазе на выходе из реактора от мольного соотношения реагентов.

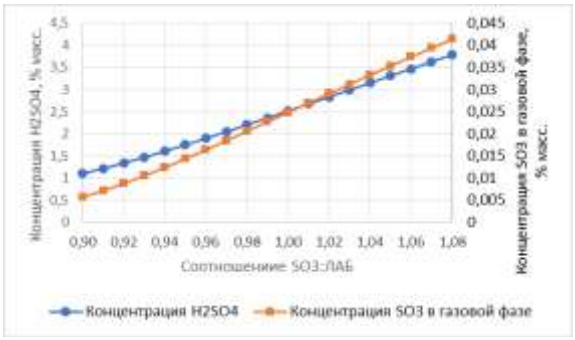



***Рис.2. Зависимость концентраций серной кислоты и серного ангидрида на выходе из реактора от мольного соотношения реагентов***

При уменьшении мольного соотношения происходит снижение концентраций серной кислоты и серного ангидрида в выходном потоке, так как большая часть SO3 взаимодействует с ЛАБ.

*Работа выполнена при поддержке гранта Президента Российской Федерации МД-4011.2021.4.*

Литература

1. Landeck L. Detergents, in: Kanerva's Occupational Dermatology. / L. Landeck, L. A. Baden, S. M. John. – 2019. – P. 1131–1143. https://doi.org/10.1007/978-3-319-68617-2_75.

## РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ГИДРОКРЕКИНГА ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ

**Чернышов М.Н., Белинская Н.С.**
Научный руководитель научный сотрудник Н.С. Белинская
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Повышение глубины переработки нефти и улучшение качественных показателей нефтепродуктов таких, как: массовая доля общей серы и меркаптановой серы, октановое и цетановое число, содержание бензола и многое другое, является принципиально важной целью нефтеперерабатывающей отрасли в настоящее время [1,2]. Гидрокрекинг позволяет перерабатывать практический любой тип нефтяного и нефтепродуктового сырья с получением широкого ассортимента продуктов высокого качества, включая сжиженные газы ряда $C_3 - C_4$, бензиновую, керосиновую и дизельную фракцию, а также компоненты масел [3].

Стоит также отметить преимущество процесса гидрокрекинга в его гибкости проведения процесса, что позволяет получать продукты как для дальнейшего нефтехимического производства, так и уже товарные продукты [4].

В настоящий момент развитие цифровизации и моделирования является основой интенсификации любого нефтехимического процесса. Так большая наукоемкость процесса гидрокрекинга подчеркивает актуальность данной тематики.

Целью данной научной работы является разработка математической модели процесса гидрокрекинга вакуумного газойля.

Для реализации программы, основанной на математической модели процесса гидрокрекинга, использовалась следующая схема реакций, представленная на рисунке 1.

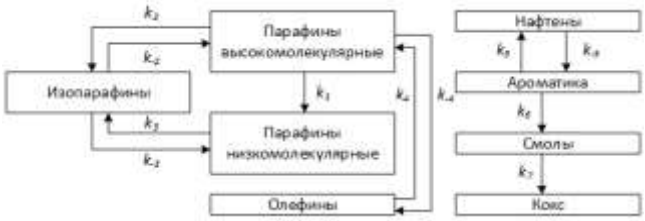



***Рис.1. Схема превращения***

Отслеживание динамики изменения содержания компонентов в сырье и продуктовой смеси описывается системой из дифференциальных уравнений по времени:

$$\frac{dC_k}{d\tau} = \sum a_{i,j} \cdot k_j \cdot C_i, \quad (1)$$

где $C_i, C_k$ – концентрация компонента $i$, $k$, моль/л; $\tau$ – время контакта, с; $a_{i,j}$ – стехиометрический коэффициент компонента $i$ в реакции $j$; $k_j$ – константа скорости реакции $c^{-1}$.

Константы скоростей реакций, представленные в уравнении выше, вычисляются по уравнению Аррениуса с коррекцией по активности катализатора, в виду его постепенной дезактивации:

$$k_j = K_a \cdot \left[k_{0,i} \cdot e^{\left(-\frac{E_i}{RT}\right)}\right], \quad (2)$$

где $K_a$ – коэффициент активности катализатора; $E_i$ – энергия активации $i$-го вещества, Дж/моль; $k_{0,i}$ – предэкспоненциальный множитель, $c^{-1}$; $R$ – универсальная газовая постоянная; $T$ – температура процесса, К.

Дезактивация катализатора в основном возникает вследствие образования кокса, который адсорбируется на поверхности катализатора, следовательно, перекрывая доступ к активным центрам, уменьшая производительность процесса. Учитывая вышесказанное, в расчетах процесса гидрокрекинга на математической модели необходимо учитывать изменение коэффициента, отражающего активность катализатора, по времени. В разработанной программе заложена следующая функциональная зависимость для учета активности катализатора:

$$K_a = \frac{S(t)}{S_0} \quad (3)$$

где $S$ – активная площадь поверхности катализатора на текущий момент, $м^2$; $t$ – срок эксплуатации катализатора, сутки; $S_0$ – активная площадь поверхности катализатора на начальный момент времени, $м^2$.

Активная площадь катализатора на текущий момент времени вычисляется с использованием следующей функциональной зависимости:

$$S = S_0 \cdot e^{(k_g \cdot t)}, \quad (4)$$

где $k_g$ – коэффициент, отражающий уменьшение активной поверхности катализатора.

Используя содержание углеводородных соединений в сырье, с помощью программы мы можем оценивать выход ключевых продуктов, а именно содержание предельных углеводородов (важный показатель для дизельного топлива), а также содержание ароматических соединений, при варьировании температуры и давления в реакторе в зависимости от времени контакта.

На рисунке 2 показана зависимость выхода предельных углеводородов в зависимости от температуры в реакторе. На рисунке 3 показана зависимость выхода предельных углеводородов при изменении давления в реакторе.

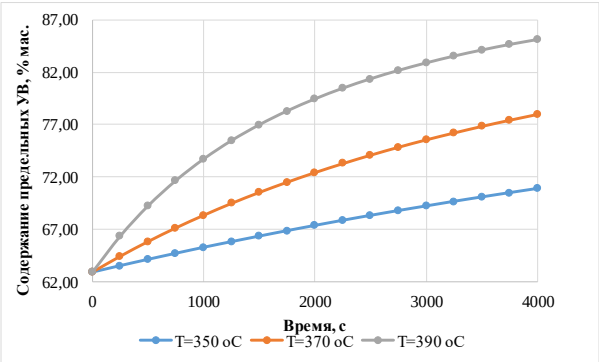



***Рис.2. Зависимость выхода предельных углеводородов от времени контакта и температуры***

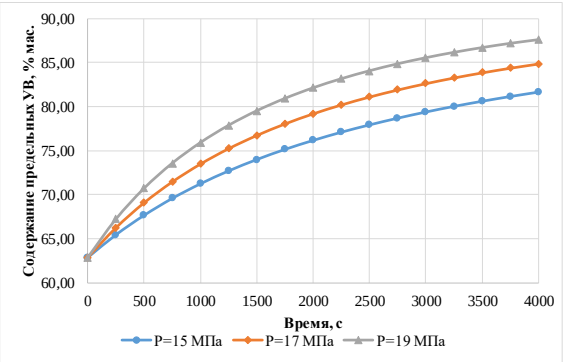



***Рис.3. Зависимость выхода предельных углеводородов от времени контакта и давления***

Анализируя полученные результаты наблюдаем увеличение выхода предельных углеводородов при повышении температуры и давления в реакторе, что позволяет говорить о работоспособности математической модели процесса гидрокрекинга вакуумного газойля.

Литература

1. Онищенко, М. И. Активность нанесенных и сформированных катализаторов на основе цеолита в процессе гидрокрекинга вакуумного газойля / М. И. Онищенко, А. Л. Максимов // Нефтехимия. – 2018. – Т.58. – №4. – С.443–450.

2. Белинская, Н. С. Исследование закономерностей и разработка модели процесса гидрокрекинга вакуумного газойля / Белинская, Н. С., Афанасьева Д. А., Быкова В. В., Костень М. С. // Технология нефти и газа. – 2021. – №4 (135). – С. 10–15.
3. Ахметов, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов / С. А. Ахметов. – СПб.: Недра, 2013. – 544с.
4. Анищенко, О. В. Улучшение технико-технологических показателей процесса гидрокрекинга вакуумного газойля / О. В. Анищенко, С. В. Павлова, И. М. Майкин., В. К. Гончаров. // Инновационные научные исследования: сетевой журнал. – 2021. – №6-1(8). – С. 7-15.

## ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ МАГНИТНОЙ ОБРАБОТКИ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

**Чайкина Я.И.**
Научный руководитель доцент Е.В. Бешагина
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Проблема обводненности нефтяных залежей очень распространённый процесс. Водонефтяные эмульсии образуются на всех этапах добычи нефти: при прохождении через клапаны, дроссели или насосы. К тому же они могут обладать высокой вязкостью благодаря присутствию в их составе природных поверхностно-активных веществ, которые их стабилизируют [1].

Подготовка таких водонефтяных эмульсий очень затруднена, поэтому чем меньше их вязкость, тем лучше они подвергаются процессу разделения, и в целом легче осуществляется их дальнейшая транспортировка. Снижение же высокой вязкости в свою очередь требует лучшего понимания свойств эмульсий.

К числу важных свойств эмульсий относятся их текучие свойства, в частности их реология [2]. Реология в целом определяется как изучение деформации и течение материалов под действием приложенного напряжения сдвига. Реологическое поведение эмульсий представляет большой интерес не только для фундаментального научного понимания, но и для практического промышленного применения [3 – 4]. Поэтому изучение реологических свойств позволит детальнее исследовать вопросы, касаемые формирования внутренней структуры эмульсий и найти нужное решение технологических проблем, возникающих в процессе добычи нефти.

Цель работы заключалась в оценке влияния магнитной обработки на реологические свойства стойкой водонефтяной эмульсии.

Объектом исследования являлись образцы стойкой водонефтяной эмульсии с объемной долей воды 40 %, которая характеризовалась высоким содержанием глинистых частиц и механических примесей.

В качестве источника постоянного магнитного поля применяли магнитную систему, длина которой составляла 58 см с индукцией 160 – 200 мТл.

Первоначально подготовили образцы для исследования в объеме 200 мл. Образец № 1 пропускали через магнитную систему, образец № 2 оставался исходным. Затем определяли динамическую вязкость каждого образца с помощью ротационного вискозиметра Fungilab, измерения проводили при T=24 ˚C. Для достоверности полученных результатов эксперимент проводили трижды.

По окончании была проведена расчетная часть исследования зависимости динамической вязкости стойкой водонефтяной эмульсии от скорости сдвига до и после магнитной обработки. Рассматривали течение стойкой водонефтяной эмульсии в круглой трубе длиной $L$ и радиусом $R$ под действием постоянного перепада давления $\Delta P$. При расчете были приняты следующие допущения [5]:

1. эмульсия – несжимаемая жидкость;
2. течение – ламинарное (Re<2300);
3. динамическая вязкость водонефтяной эмульсии зависит от скорости сдвига $\dot{\gamma}$ по степенному закону [6]:

$$\mu(\dot{\gamma}) = \frac{k}{\dot{\gamma}^{1-n}}, \quad (1)$$

где: $\mu$ – динамическая вязкость, Па·с;

$\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, $с^{-1}$;

$k$ – мера средней вязкости,

$n$ – мера отклонения поведения жидкости от закона Ньютона.

На рисунке представлены результаты расчета зависимости динамической вязкости стойкой водонефтяной эмульсии от скорости сдвига в логарифмической системе координат.

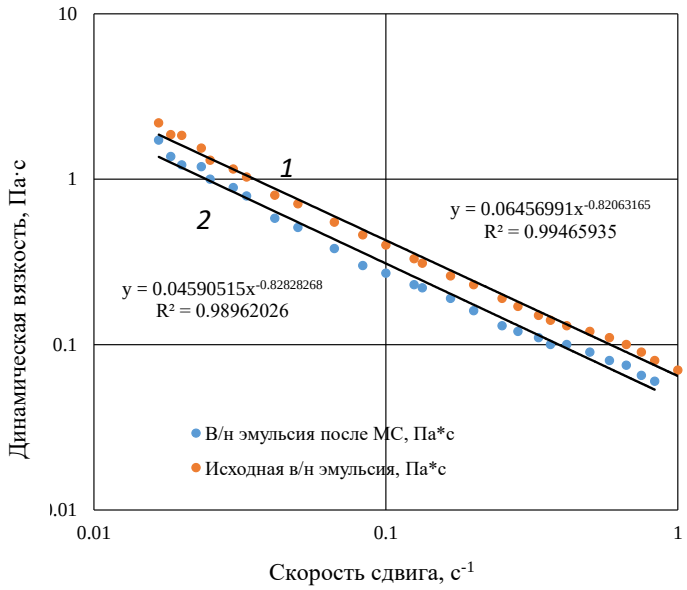



***Рис. Зависимость динамической вязкости от скорости сдвига: 1 – стойкая водонефтяная эмульсия после обработки магнитной системой, 2 – исходная стойкая водонефтяная эмульсия***

Сплошные линии соответствуют результатам обработки экспериментальных данных методом наименьших квадратов. Как видно динамическая вязкость обратно пропорциональна скорости сдвига в степени *m*.

В Таблице показаны значения меры средней вязкости *k* и меры отклонения поведения водонефтяной эмульсии от закона Ньютона *n* в соотношении (1), полученные после обработки экспериментальных данных.

***Таблица***

***Характеристики стойкой водонефтяной эмульсии***

| Значения меры | До обработки | После обработки |
|---|---|---|
| *k* | 0,06457 | 0,04591 |
| *n* | 0,17937 | 0,17172 |

Таким образом, согласно полученным результатам исследования, следует отметить эффективность действия магнитной обработки на снижение динамической вязкости стойкой водонефтяной эмульсии на всем интервале скорости сдвига от 0,01 до 1 $с^{-1}$. Полученные при расчете характеристики (табл. 1) в дальнейшей необходимы для расчета других гидромеханических свойств: расхода эмульсии от градиента давления, профиля скорости, гидромеханических свойств в трубопроводе с целью создания гидродинамической модели для прогнозирования изменения свойств стойкой водонефтяной эмульсии.

## Литература

1. Евдокимов, И. П., Лосев А.П., Могильниченко М.А. Влияние содержания парафинов на дисперсное строение углеводородных флюидов при пониженных температурах / И. П. Евдокимов, А. П. Лосев, М. А. Могильниченко. // Бурение и нефть. – 2018. – № 9. – С. 20–23.
2. Сахаров, В. А. Гидродинамика газожидкостных смесей в вертикальных трубах и промысловых подъемниках / .В. А. Сахаров, М. А. Мохов – М.: Изд-во «Нефть и газ», 2004. – 391 с.
3. Zheng, Sh. Wax deposition modeling with considerations of non-Newtonian characteristics: Application on field-scale pipeline / Sh. Zheng, M. Saidoun, Th. Palermo, K. Mateen, H. S. Fogler // Energy & Fuels. – 2017. V. 31. – P. 5011–5023.
4. Ngan, K. H. Phase Inversion in dispersed liquid-liquid pipe flow / K. H. Ngan // Ph.D. Thesis, Department of Chemical Engineering, University College London. – 2010.
5. Задымова, Н. М. Тяжелая нефть как эмульсия: состав, структура и реологические свойства / Н. М. Задымова, З. Н. Скворцова, В. Ю. Траскин, Г. П. Ямпольская, М. В. Миронова., Э. И. Френкин, В. Г. Куличихин, А. Я. Малкин // Коллоидный журнал. – 2016. – Т. 78. – № 6. – С. 675–687.
6. Келбалиев, Г.И. Механика и реология нефтяных дисперсных систем: Монография / Г. И. Келбалиев, С. Р. Расулов, Д. Б. Тагиев, Г. Р. Мустафаева. – М.: Изд.-во «Маска», 2017. – 462 с.

# ВЛИЯНИЕ РАДИКАЛ-ОБРАЗУЮЩЕЙ ДОБАВКИ НА СОСТАВ ПРОДУКТОВ КРЕКИНГА ВАКУУМНОГО ОСТАТКА ОМСКОГО НПЗ

**Юрлов С.С.[1,2], Гончаров А.В.[1], Кривцов Е.Б.[1]**
Научный руководитель м.н.с. А.В. Гончаров
***[1]Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия***
***[2]Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия***

В настоящее время мировая энергетика в значительной степени зависит от ископаемого топлива, и эта зависимость будет сохранятся еще многие десятилетия, пока создание новых технологий не позволит получать достаточное количество энергии от альтернативных источников. Запасы легких нефтей истощаются, однако геологоразведочные работы показывают, что запасы высоковязких тяжелых нефтей и природных битумов в 5-6 раз превышают остаточное количество нефтей малой и средней вязкости [4, 7]. В связи с этим нефтехимические производства увеличивают долю использования тяжелых нефтей, переработка которых подразумевает значительный выход остатка ($T_{н.к.}$> 350 ºС), составляющий более 65 % мас. от исходного сырья [6]. Подобная тенденция развития нефтехимической отрасли ставит важную проблему углубления переработки нефти. Использование остатков (мазуты, гудроны) в качестве сырья сопряжено с рядом трудностей, заключающихся в химическом составе, который характеризуется высоким содержанием серы, азота, кислорода и металлов, а также смол и асфальтенов [5]. Данные вещества усложняют технологический процесс, вызывая коррозию аппаратуры, отравление катализаторов, высокую коксуемость, ухудшение качества моторных топлив и масел. В настоящее время для переработки остатков используют два подхода. Первый заключается в удалении избыточного углерода процессами коксования, висбрекинга, термического и каталитического крекинга. Второй заключается во введении дополнительного водорода в углеводородное сырье процессами гидропереработки [2]. Процессы термического крекинга менее сложны в технологическом оформлении, что позволяют достичь высокой экономической эффективности. Термолиз протекает по радикально-цепному механизму. Поэтому понимание наиболее вероятных направлений распада радикалов позволит определить состав получаемых продуктов [3]. Установлено, что использование радикалобразующих добавок при крекинге гудрона позволяет целенаправленно влиять на протекающие реакции крекинга высокомолекулярных соединений, изменяя выход смолисто-асфальтеновых веществ [3]. Подобное влияние объясняется генерацией свободных радикалов при невысоких температурах, что в свою очередь облегчает инициирование радикально-цепных реакций крекинга углеводородов и смолисто-асфальтеновых веществ [1].

Цель работы заключалась в исследовании закономерностей крекинга компонентов гудрона Омского НПЗ в присутствии добавки дикумилпероксида.

Объектом исследования являлся гудрон Омского НПЗ. Гудрон является высокосернистым, содержание серы 1.80 % мас., что характеризует его как неподходящее сырье для получения моторных топлив. Основные физико-химические характеристики объекта исследования представлены в таблице.

***Таблица***

***Физико-химические характеристики объекта исследования***

| Объект | $S_{общ}$, % мас.: | Компонентный состав, % мас.: | | | Фракционный состав, % мас.: | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Масла | Смолы | Асф. | $T_{н.к.}$ | 200-360 | >360 |
| гудрон Омского НПЗ | 1.80 | 65.8 | 33.1 | 1.1 | 500.0 | отс. | 100.0 |

Термическая обработка гудрона осуществлялась в реакторах объемом 12 см$^3$ при температуре 500 °С, продолжительность составляла 45 минут. Масса навески загруженного образца составляла около 7 г. Крекинг проводился в присутствии дикумилпероксида (Dicumyl peroxide, фирмы Acros Organics, CAS: 80-43-3), навеска добавки составляла от 0.1 до 2.5 % мас. от массы сырья.

Компонентный состав исходного гудрона и жидких продуктов крекинга устанавливали по стандартной методике, разработанной в Институте химии нефти СО РАН (СТО 1246-2011).

Определение фракционного состава жидких продуктов методом газожидкостной хроматографии на хроматографе «Кристалл-2000М». Установление содержания бензиновой (н.к. – 200) и дизельной (200 – 360 °С) фракции проводили по временам удерживания углеводородов (гексан и гексадекан), пристана и фитана.

Содержание общей серы в исходном гудроне и жидких продуктах крекинга определяли рентгенофлуоресцентным энергодисперсионным методом согласно (ГОСТ Р 51947–2002) на приборе «Спектроскан S», который позволяет измерить значения в диапазоне от 0.002 % до 5 %. Навеска образца, подготовленного к анализу, составляла 0.1 г.

Материальный баланс и состав продуктов термического крекинга и в присутствии добавки дикумилпероксида (ДКП) представлен на рисунке 1. Показано, что применение ДКП даже в незначительных количествах (0.1 % мас.) позволяет замедлить реакции образования твердых и газообразных продуктов крекинга. Вероятно, это объясняется взаимодействием продуктов распада смол и асфальтенов с радикалами, образованными при разложении ДКП [1]. Увеличение добавки способствует повышению выхода жидких продуктов крекинга. Применение добавки ДКП 2.5 % мас. позволяет увеличить выход жидкого продукта практически на 15 % отн.

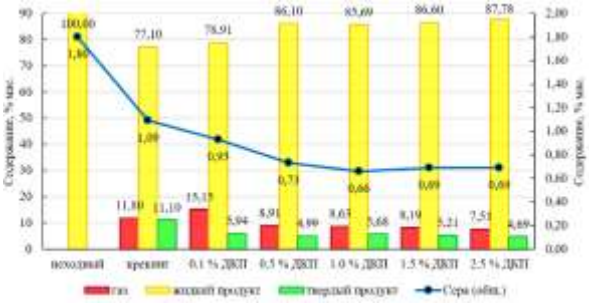



***Рис.1. Материальный баланс продуктов крекинга гудрона в присутствии ДКП и содержание серы в жидких продуктах***

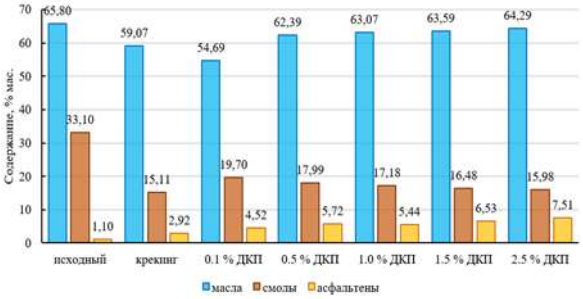



***Рис.2. Компонентный состав жидких продуктов крекинга гудрона в присутствии ДКП***

При анализе компонентного состава (рис. 2) было установлено, что исходный гудрон содержит более 34 % мас. высокомолекулярных компонентов. Применение добавки ДКП способствует деструкции структурных фрагментов смол, вследствие чего содержание смол снижается практически в два раза, а выход масел увеличивается. Повышение выхода асфальтенов, объясняется замедлением реакций конденсации в твердые продукты крекинга (кокс).

Гудрон Омского НПЗ содержит в своем составе 1.80 % мас. серы. Крекинг гудрона в присутствии дикумилпероксида позволяет снизить содержание общей серы в жидких продуктах крекинга, что, вероятно, может быть объяснено конденсацией серосодержащих соединений, образованных при деструкции высокомолекулярных компонентов, в твердые продукты. Максимальное удаление серы достигается при добавлении 1.0 % мас. дикумилпероксида и составляет практически 37 % отн. (по сравнению с исходным содержанием).

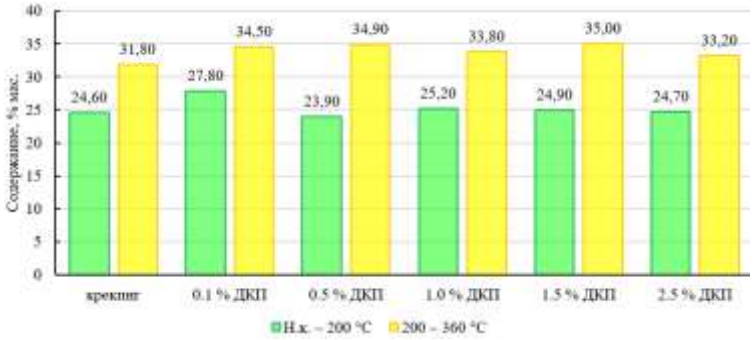



***Рис.3. Фракционный состав жидких продуктов крекинга гудрона в присутствии ДКП***

Анализ хроматографических данных определения фракционного состава жидких продуктов крекинга показал, что при термическом крекинге гудрона образуется бензиновая фракция – 24.6 % и дизельная – 31.8 % мас. Применение добавки дикумилпероксида в незначительных количествах приводит к увеличению содержания фракции 200 – 360 °С, вследствие деструкции фрагментов смол с образованием компонентов дизельной фракции, что способствует повышению общего содержания дистиллятных фракций. Максимальный выход ценных дистиллятных фракций достигается при добавлении 1.5 % мас. ДКП и составляет 59.9 % мас.

*Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.*

Литература

1. Кривцов, Е. Б. Влияние добавок стирола на кинетику крекинга компонентов высокосернистого гудрона / Е. Б. Кривцов, А. В. Гончаров // Нефтехимия. – 2020. – Т. 60, № 3. – С. 394–400.
2. Пат. 2691650 Российская Федерация, МПК B01J 35/04, B01J 35/10, B01J 32/00, B01J 21/00, C10G 47/02. Катализатор крекинга тяжелых остатков нефти, вязкой и высоковязкой нефти / Ламберов А.А.; заявитель и патентообладатель. – № 2019104690; заявл. 19.02.2019; опубл. 17.06.2019, Бюл. № 17.
3. Потехин, В. М. Основы теории химических процессов технологии органических веществ и нефтепереработки / В. М. Потехин, В. В. Потехин. – СПб.: Лань, 2021. – 896 с.
4. Щепалов, А. А. Тяжелые нефти, газовые гидраты и другие перспективные источники углеводородного сырья / А. А. Щепалов. – Н. Новгород.: Учебно-методическое пособие, Нижегородский госуниверситет, 2012. – 93 с.
5. Пат. 2380397 Российская Федерация, МПК C10G 67/04, C10G 65/18. Способ переработки тяжелого сырья, такого как тяжелые сырые нефти и кубовые остатки / Эни С.п.А., Снампроджетти С.п.А..; заявитель и патентообладатель. – № 2007119430/04; заявл. 19.12.2005; опубл. 27.01.2009, Бюл. № 3.
6. Mohan, S. R. Heavy Oil Refining Processes and Petrochemicals: A Role of Catalysis: A review / S. R. Mohan // Recent Adv Petrochem Sci. – 2017. – V. 2(1): 555580. DOI: 10.19080/RAPSCI.2017.01.555580.
7. Yarboboev, T. Non-traditional Oils: Analysis of Regional Distribution and Reserves of Heavy Oil and Natural Bitumen / T. Yarboboev, Sh. Sultanov, F. Aminov, D. Navotova // Бюллетень науки и практики. – 2020. – Т. 6. – №7. – С. 226–234. https://doi.org/10.33619/2414-2948/56/23.

# С Е К Ц И Я 12

# КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

## СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РЕСУРСНО-СЫРЬЕВОГО ПОТЕНЦИАЛА ТЕХНОЛОГИЙ СОВРЕМЕННЫХ СИЛИКАТНЫХ МАТЕРИАЛОВ

**Вакалова Т.В., Сергеев Н.П., Толегенов Д.Т.**

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

Интенсивное развитие производства современных керамических материалов сопровождается активным потреблением высококачественного природного сырья, приводя к постепенному истощению его месторождений. Возникает необходимость расширения сырьевой базы, поиска замены традиционного природного сырья на новое природное и техногенное сырье. Большинство отходов промышленного производства могут заменить природные ресурсы, а во многих случаях по своим качественным показателям являются уникальным сырьём. Наиболее рациональным направлением утилизации промышленных отходов является их использование как сырья при получении керамических материалов разнообразного назначения.

Использование вторичного сырья для получения керамических материалов позволит решить целый комплекс проблем: улучшить экологическую обстановку, снизить потребность в первичных минерально-сырьевых ресурсах, устранить необходимость в специализированных карьерах по разработке глин, сохранить природные ландшафты и т.д. Утилизация отходов горно-металлургического и топливно-энергетического комплексов в промышленности силикатных материалов решает не только сырьевые и экологические, но и экономические задачи, поскольку сырье из отходов для производства керамики в 2–3 раза дешевле, чем природное. Решение поставленных задач требует проведения глубоких теоретических и поисковых исследований по изысканию путей и способов получения керамических и композиционных структур с необходимым уровнем эксплуатационных свойств.

Одно из нетрадиционных применений керамических материалов – использование в нефтегазодобывающей отрасли. В современной добыче трудноизвлекаемой нефти и газа широко применяется гидроразрыв пласта с применением керамического гранулированного материала (проппантов). Основными критериями при выборе проппантов для определенных пластовых условий являются их насыпная плотность и механическая прочность на сжатие, позволяющих сохранять трещину в открытом состоянии длительное время. Проппанты высокой прочности необходимы для сопротивления давлению подземных пластов, а плотность материала определяет выбор типа жидкости ГРП. Поэтому общей проблемой при разработке технологии керамических проппантов является сочетание таких антагонистических свойств гранулированного материала, как высокая прочность и низкая насыпная плотность. На сегодняшний день отечественной промышленностью выпускаются пропанты двух типов: алюмосиликатные (на основе высококачественных каолинов и огнеупорных глин) и магнезиально-силикатные (на основе оливинитов, дунитов и серпентинитов) пропанты.

Целью данной работы явилось проведение исследований по разработке новых керамических материалов, перспективных для получения пропантов различной плотности и пористости (сверхлегких, легких, а также имеющих промежуточную и высокую плотности) на основе природного сырья и техногенных отходов.

Для получения облегченных алюмосиликатных пропантов рассматривалась возможность замены высококачественных огнеупорных глин и бокситов на менее качественные легкоплавкие глины с добавками магматических пород [1]. Одним из недостатков легкоплавких глин является узкий интервал спекания из-за резкого увеличения количества железосиликатного расплава при температуре 1000-1100°С, затвердевающего при охлаждении в виде стеклофазы. Это приводит к относительно низкой механической прочности обожженных образцов и вызывает опасность оплавления поверхности зернистого материала из таких глин в процессе обжига. Для повышения прочности образцов из легкоплавких глин использовались добавки диабазов и гранитоидных пород. Установлено, что упрочняющее действие добавок диабазов и гранитоидов в количестве 20–50 % в смеси с легкоплавкой глиной обусловлено увеличением общего содержания кристаллической фазы (муллита, кристобалита и остаточного кварца) с 18–20 % в глинах без добавок до 22-28 % - в смесях с диабазом и до 28-34 % - с гранитоидными добавками) при температуре обжига 1050-1100 °С. Это увеличение обусловлено активацией процессов синтеза вторичного муллита и кристаллизацией из богатого щелочью полевошпатового расплава аморфного кремнезема, высвобождающегося из структуры глинистых минералов. Установленное влияние используемых магматических пород позволило разработать составы и предложить технологическую схему получения облегченных алюмосиликатных проппантов на основе легкоплавких глин.

Для повышения прочности керамических материалов рассмотрены способы улучшения спекания магнезиально-силикатной керамики на основе серпентинита с добавками аморфного кремнеземистого сырья. Исследовалось комплексное влияние температуры предварительного обжига серпентинитового сырья (1100 и 1300 °С), количества (20-30 %) и характера добавок кремнезема (аморфный или кристаллический) на свойства магнезиально-силикатной керамики на основе серпентинито-магнезитовой породы. Установлено, что при нагреве исследуемой серпентинитовой породы до 1300-1500 °С образуется 60-65 % форстерита и 10-18 % энстатита. Спекание тонкоизмельченных образцов серпентинита начинается при 1000 °С и заканчивается при 1500 ºС. Активация процесса

спекания обеспечивается за счет предварительного обжига серпентинита, а также за счет превращения трудноспекаемого форстерита в энстатит в смесях обожженного серпентинита с кремнеземистым сырьем различной химической активности (песок, маршалит, опока и диатомит). При использовании кристаллической добавки (песок и маршалит) серпентинит наиболее целесообразно предварительно прокалить при 1100°С, при использовании аморфных добавок (диатомит и опока) - при 1300 °С. количество 20-30 % вместо кварцевого песка в смесях с прокаленным серпентинитом позволяет снизить температуру обжига прессованных образцов на 50-70 °С - с 1300-1350 °С до 1280-1250 °С при сохранении их механической прочности до 440 МПа. Полученные результаты позволили разработать составы и технологические параметры для получения нового типа высокопрочных керамических проппантов.

В настоящее время проводятся исследования, направленные на создание керамических пропантов с использованием техногенных отходов топливно-энергетического и химико-металлургических комплексов – разнообразных золосодержащих отходов, металлургических шлаков и бокситовых шламов.

Исследования особенностей химико-минералогического составов техногенных отходов и их поведения при нагревании показали, что используемая зола–унос от сгорания экибастузских углей является низкокальциевой (2,26 % CaO в прокаленном состоянии) разновидностью кислых зол (48,53 % $SiO_2$) с высоким содержанием оксида алюминия (29,19 % $Al_2O_3$). Рентгенографически установлено, что в исходном состоянии зола представляет материал со значительным содержанием стеклофазы, о чем свидетельствует наличие интенсивного аморфного гало на рентгеновской дифрактограмме. Кристаллическая часть золы сложена муллитом, кварцем и железистым минералом в виде гематита. Согласно проведенному термическому анализу, потери массы при нагревании золы до 1200 ºС составляют не более 2,4 мас. %, что обусловлено процессом окисления (горения) остаточного топлива. Минералогический состав кристаллической части исследуемой золы-уноса, обожженной при 1000-1300 ºС, представлен исходными минералами - муллитом $3Al_2O_3•2SiO_2$, и гематитом $Fe_2O_3$, а также образовавшимися в процессе обжига новыми фазами - кристобалитом $SiO_2$ и анортитом $CaO•Al_2O_3•2SiO_2$.

Отвальный шлам глиноземного производства АО «Алюминий Казахстана» по химическому составу представлен преимущественно оксидами кальция, кремния, алюминия и железа, на долю которых приходится более 80 % массы материала. Кальциевая составляющая в красном шламе представлена в виде кальцита $CaCO_3$, гидратированных силикатов и алюминатов кальция – двухкальциевого гидросиликата - γ–гидрата $C_2S$ ($2CaO•SiO_2•H_2O$), а также шестикальциевого трехкарбонатного гидроалюмината $3CaO•Al_2O_3•3CaCO_3•32H_2O$. Железистая составляющая представлена гематитом $Fe_2O_3$ и магнетитом $Fe_3O_4$. Особенности минералогического состава красного шлама определяют его поведение при нагревании. Установлено, что термическая обработка красного шлама при температуре 900 °С сопровождается протеканием следующих физико-химических процессов: полной декарбонизацией кальцита, разложением магнетита с образованием гематита $Fe_2O_3$, дегидратацией и декарбонизацией шестикальциевого трехкарбонатного гидроалюмината до трехкальциевого алюмината; синтезом новой кристаллической фазы в виде геленита $2CaO•Al_2O_3•SiO_2$. Повышение температуры обжига шлама с 900 до 1100 °С практически не меняет дифракционную картину обожженных продуктов. Различие состоит лишь в уменьшении интенсивностей рефлексов трехкальциевого силиката, уменьшении интенсивностей рефлексов гематита и ростом интенсивности рефлексов геленита.

Вторичный металлургический шлак с АКП «KSP Steel» по химическому составу также сложен преимущественно оксидами кальция, магния, железа и кремния. Кальциевая составляющая представлена гидратированным оксидом кальция - портландитом $Ca(OH)_2$, гидратированными силикатами кальция – тоберморитом $5CaO•6SiO_2•5H_2O$ и двухкальциевым гидросиликатом γ–$2CaO•SiO_2•H_2O$. Железистая составляющая представлена двухкальциевым ферритом $2CaO•Fe_2O_3$. Для исследования структурно-фазовых изменений металлургического шлака при нагревании был применен метод последовательных обжигов формованных образцов. Для этого шлак подвергался тонкому измельчению сухим способом в шаровой мельнице до размера менее 0,063 мм. Образцы формовались методом полусухого прессования под давлением 20 МПа. Обжиг образцов проводился при температурах 600-1300 °С с интервалом 100 °С с выдержкой при максимальной температуре 2 часа. Проведенные исследования показали, что образцы полусухого прессования, обожженные до 1000 °С, отличаются высокой пористостью, незначительной прочностью, но все же сохраняют свою целостность. При нагревании до 1100 °С образцы покрываются сетью трещин, а, начиная с 1150 °С, полностью рассыпаются в тонкодисперсный порошок. Поэтому характер протекающих физико-химических процессов рассматривался в двух температурных интервалах – при низкотемпературном нагреве (до 1000 °С), при котором сохранялась целостность обожженных образцов, и при высокотемпературном нагреве (более 1100 °С), при котором образцы рассыпались. Термическая обработка металлургического шлака при температуре до 1000 °С сопровождается протеканием следующих физико-химических процессов: полной дегидратацией портландита, разложением тоберморита $5CaO•6SiO_2•5H_2O$ с образованием волластонита $CaO•SiO_2$; обезвоживанием двухкальциевого силиката γ–$2CaO•SiO_2$. При повышении температуры обжига прессованных образцов из исследуемого металлургического шлака выше 1000 °С дифракционная картина характеризуется исчезновением двухкальциевого феррита $2CaO•Fe_2O_3$, исчезновением волластонита $CaO•SiO_2$ при температуре 1200 °С и резким усилением рефлексов двухкальциевого силиката γ–$2CaO•SiO_2$, что вызвано активным синтезом двухкальциевого силиката за счет реакции $CaO•SiO_2+CaO \rightarrow 2\ CaO•SiO_2$, приводящим к рассыпанию образцов.

Таким образом, в случае использования исследуемого металлургического шлака в керамических технологиях необходимо проведение исследований по переводу двухкальциевого силиката в другие «безопасные» минералы, например, в волластонит. Использование бокситового шлама и золы-уноса предполагает необходимость их предварительной термообработки: металлургического шлака с целью дегидратации его кристаллогидратных соединений, а золу–унос – для исключения разупрочняющего действия процесса кристаллизации стеклофазы в формованном изделии.

Литература

1. Vakalova, T.V. Phase formation, structure and properties of light-weight aluminosilicate proppants based on clay-diabase and clay-granite binary mixes [Text] / T.V.Vakalova, L.P. Devyashina, Sh.M. Sharafeev, N.P. Sergeev // Ceramics International. – 2021. – V. 47(11). – P. 15282-15292

## ИЗВЛЕЧЕНИЕ ОКСИДОВ ЖЕЛЕЗА И АЛЮМИНИЯ ИЗ СЛАНЦЕЗОЛЬНЫХ ОСТАТКОВ

**Волков С.Е., Колупаев М.С., Назаренко М.Ю.**
Научный руководитель доцент Салтыкова С.Н.
***Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия***

Горючие сланцы – твердое горючее ископаемое, отличительной особенностью которого является содержание большого количества минеральной составляющей (до 50 % масс.). По последней оценке, мировые запасы горючих сланцев составляют около 450 трлн. т (в эквиваленте сланцевой смолы - 26 трлн. т) [8, 10]. Крупные запасы данного низкосортного сырья находятся в таких странах, как: США (штаты Колорадо, Юта, Вайоминг, месторождение Грин-Ривер), Франции(Отен и Оманс), Испании (Пуэртольяно), Австралии(месторождения Кондор и Стюарт), Италии (остров Сицилия), Швеции (месторождение Нерке) и др. Россия обладает огромными запасами такого низкосортного полезного ископаемого как горючие сланцы и, по некоторым оценкам ресурсы горючих сланцев в России составляют порядка 700288,85 млн. т. (Прибалтийский, Волжский, Вычегодский, Тимано-Печорский, Центральный, Южно-Уральский и др. бассейны) [9, 11].

Основные способы переработки горючих сланцев направлены на преобразование органического вещества сланцев в различные продукты (твердые, жидкие, газообразные) с помощью различного температурного воздействия: полукоксование (470-600 °С), коксование (600-900 °С), газификация (1000-1100 °С). Есть и другой, более очевидный, метод. Обычное сжигание сырья в реакторах, с целью извлечения тепла, этот способ широко распространен в Эстонии, которая с момента распада Советского Союза пытается обеспечить свою энергетическую безопасность. Однако у существующих методов переработки имеется огромный недостаток, как известно горючие сланцы содержат большое количество неорганических, минеральных веществ, что приводит к образованию большого количества сланцезольных отходов [1-2, 4-5].

Пример состава органической и неорганической составляющей исследуемого в данной работе низкосортного сырья показан в таблице 1 [3, 7-9, 11]

***Таблица 1***

***Органический и неорганический состав горючих сланцев***

| Бассейн / месторождение | Страна | Состав органической части, % масс | | | | | Основные компоненты неорганической части, % масс | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | C | H | N | O | S | $SiO_2$ | CaO | $Al_2O_3$ | $Fe_2O_3$ | MgO | $SO_3$ | $R_2O$ |
| Квартополи. Нерке (среднее значение) | Швеция | 69,5 | 7,7 | 0,4 | 16,4 | 6,0 | 62,4 | 1,2 | 17,6 | 10,7 | 1,7 | - | 6,4 |
| Ирати | Бразилия | 68,1 | 10,3 | 1,6 | 16,3 | 3,7 | 60,3 | 2,8 | 13,2 | 12,0 | 3,1 | 1,7 | 6,9 |
| Вюртембергское | ФРГ | 81,8 | 8,8 | 1,5 | 7,8 | 0,6 | 35,6 | 29,4 | 12,2 | 6,8 | 1,7 | 7,6 | 3,3 |
| Коцебинское | Россия | 67,5 | 8,1 | 0,9 | 17,8 | 5,7 | 45,5 | 21,9 | 12,1 | 6,6 | 2,92 | 2,35 | - |
| Грин-Ривер | США | 80,5 | 10,3 | 2,4 | 5,8 | 1,0 | 44,3 | 20,5 | 12,8 | 5,5 | 7,4 | 2,4 | 6,3 |
| Болтышское | Украина | 71,5 | 9,6 | 1,7 | 16,0 | 1,2 | 61,5 | 4,6 | 20,0 | 7,4 | 1,2 | 2,9 | 4,3 |
| Кашпирское | Россия | 65,8 | 8,1 | 1,2 | 16,9 | 8,0 | 41,0 | 29,5 | 15,0 | 6,5 | 2,5 | - | - |
| Кушмурунское | Казахстан | 66,0 | 7,2 | 24,2 | | 2,6 | 58,5 | 5,6 | 15,8 | 7,2 | 5,1 | 4,0 | 4,5 |
| Лотиана | Англия | 78,7 | 8,3 | 2,9 | 9,3 | 0,8 | 55,7 | 2,7 | 25,0 | 9,9 | 3,1 | 0,9 | 1,5 |

Из представленных данных видно, что составы различных месторождений отличаются друг от друга, что приводит к необходимости изучения каждого конкретного месторождения в отдельности.

Важным этапом повышения эффективности использования такого низкосортного сырья как горючие сланцы, является использование помимо органической составляющей (керогена) и их минеральной части.

Цель работы - изучение возможности получения ценных компонентов (металлов и их оксидов) из сланцезольных отходов термических процессов переработки горючих сланцев Ленинградского месторождения. В рамках выполнения данной работы было сделано следующее:

- проанализирован состав сланцезольных отходов процесса газификации горючих сланцев;
- определено содержание остаточного содержания углерода (недожога);
- проведен анализ физико-химических свойств сланцезольного остатка;
- определены оптимальные параметры процесса выщелачивания (вид кислоты и ее концентрация, объем (количество) реагентов, температура процесса, скорость перемешивания и др);
- выполнен анализ полученных продуктов выщелачивания.

Получены следующие данные о физико-химических свойствах объекта исследования: влажность – (2-4) % масс., пористость – (38-42) %, удельная площадь поверхность – 51,8 $м^2$ / г , измельчаемость – (0,7-0,8) %, истираемость – (0,4-0,5) %.

Полученные данные о составе сланцезольных отходов, используемых в данной работе, представлены в таблице 2.

***Таблица 2***

***Условный оксидный состав сланцезольных отходов***

| № п/п | Компонент | Содержание, % | № п/п | Компонент | Содержание, % |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | $Al_2O_3$ | 9,3 | 7 | MnO | 0,1 |
| 2 | $SiO_2$ | 31,9 | 8 | $Fe_2O_3$ | 10,0 |
| 3 | $P_2O_5$ | 0,4 | 9 | Br | - |
| 4 | $SO_3$ | 2,3 | 10 | CaO | 38,4 |
| 5 | $K_2O$ | 7,2 | 11 | $TiO_2$ | 1,3 |
| 6 | MgO | 1,1 | | | |

Исходя из полученного условного оксидного состава, было решено изучить возможность извлечения железа и алюминия (оксидов) из исходного сырья, а также проанализировать состав образующегося твердого остатка.

Предварительно измельченная проба сланцезольного остатка (фракция менее 500 мкм) подвергалась обжигу при температуре 1150°С с целью сжигания остаточного количества углерода (порядка 7 % масс). Время обжига – 4 часа. Процесс выщелачивания проводился в термостатических реакторах при температуре 70 °С, масса пробы 10 г, скорость перемешивания 200 оборотов в минуту, продолжительность процесса – 2 часа. Выщелачивание проводилось с помощью серной, азотной и соляной кислот следующих концентраций, % масс: 30,0; 35,0; 40,0; 45,0. Соотношение твердой и жидкой фазы – 1:10. Разделение жидкой и твердой фазы после процесса выщелачивания проводилось на вакуум – фильтре. Полученные растворы подвергались титрованию с использованием сульфосалициловой кислоты и трилона Б.

Использование сланцезольных отходов термических процессов переработки горючих сланцев для получения ценных компонентов с помощью выщелачивания, позволит не только повысить эффективность процессов переработки данного низкосортного сырья, но и снизить загрязнение окружающей среды, за счет перевода части отходов в целевой продукт.

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. Бажин В.Ю. Изменение термопластичности низкосортных углей при селективном извлечении металлов // Записки горного института. – Санкт-Петербург, 2016. – Том 220. – С. 578–581.
2. Зеленин Н. И., Озеров И. М. Справочник по горючим сланцам. — Л.: Недра, 1983. – 248 с.
3. Кусков В. Б., Бажин В. Ю. Использование различных видов углеродсодержащего сырья для получения тепловой энергии // Записки Горного Института. - 2016. – Том 220. – С. 582–587.
4. Небел Б. Наука об окружающей среде: Как устроен мир: в 2-х т. Т. 2: Пер. с англ. - М.: Мир, 1993. – 336 с.
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. Стрижакова Ю.А., Усова Т.В. Современные направления пиролиза горючих сланцев (обзор) // Химия твердого топлива. – Москва, 2008. – №4. – С. 7–12.
7. Янин Е.П. Горючие сланцы и окружающая среда (экологические последствия добычи, переработки и использования). – М.: ИМГРЭ, 2003. – 86 с.
8. 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.
9. 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.
10. Comparison of the composition of gasoline fractions obtained by semicoking of kukersite oil shale in kiveter and petroter systems / N.I. Petrovich, N.N. Ostroukhov, V.V. Vasilyev, E.V. Salamatova, V.M. Strakhov // Coke and Chemistry. – 2018. – Vol. 61. – № 10. – P. 401–407.
11. 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.

# МАГНЕЗИАЛЬНОСИЛИКАТНЫЕ ПИГМЕНТЫ НА ОСНОВЕ ФТОРИРОВАННОГО ТАЛЬКА

**Меженин А.В.**
Научный руководитель профессор Верещагин В.И.
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Введение. Керамические пигменты, предназначенные для поверхностного и объёмного окрашивания, находят широкое применение при производстве бытовой, декоративной и архитектурно-строительной керамики. Синтез большинства кристаллических соединений, используемых при производстве пигментов, затруднён необходимостью применения в качестве сырья дорогих химических реактивов и высокотемпературного (1300 – 1400 °С [2]) обжига. Важной задачей при этом является расширение ассортимента и цветовой палитры предлагаемых пигментов и красок, получаемых из недефицитных и доступных материалов. В связи с этим значительный интерес представляет использование природного минерального сырья отечественных месторождений, использование которого позволит снизить себестоимость производства пигментов и сократить зависимость от импортных реактивов.

Примером легкодоступного минерального сырья, подходящего для решения этой задачи, является природный тальк $3MgO \cdot 4SiO_2 \cdot H_2O$, добываемый в России на Онотском, Алгуйском и Киргитейском месторождениях. Его термическая диссоциация при 900 – 1000 °С приводит к образованию кристаллической фазы энстатита $MgSiO_3$ (реакция 1). При добавлении к тальку дополнительного количества $MgO$, применяемого также для связывания образующегося кристобалита $SiO_2$, возможно получение фазы форстерита $Mg_2SiO_4$ в соответствии с реакцией 2. Окрашивание пигментов при этом достигается за счёт введения добавок d-элементов с близкими к магнию ионными радиусами, в частности, соединений Co, Ni, Fe, изоморфно замещающих $Mg^{2+}$ в кристаллической решётке силикатов.

$$3MgO \cdot 4SiO_2 \cdot H_2O = 3MgSiO_3 + SiO_2 + H_2O \quad (1)$$
$$3MgO \cdot 4SiO_2 \cdot H_2O + 5MgO = 4Mg_2SiO_4 + H_2O \quad (2)$$

Получение метасиликата магния и форстерита с использованием чистых оксидов затруднено вследствие структурных и энергетических факторов. Альтернативным приёмом является метод низкотемпературного фторирования природного силикатного сырья с использованием гидродифторида аммония (ГДФА) $NH_4HF_2$ с последующей сублимацией летучих комплексов кремния при нагревании. Данный метод позволяет получать обеднённые кремнезёмом прекурсоры со стехиометрией силикатов магния и таким образом регулировать химический и фазовый состав получаемых материалов [3]. Ожидается, что происходящая при этом химическая активация зёрен талька будет способствовать интенсификации процессов синтеза силикатов магния и облегчению встраивания ионов-хромофоров в их кристаллические решётки. Это позволило бы снизить число примесных фаз шпинелей и силикатов Co и Ni, что должно привести к получению более однородных пигментов яркой, чистой окраски.

Цель работы. Получение кобальтсодержащих магнезиальносиликатных пигментов на основе частично фторированного талька и исследование их цветовых характеристик.

Методика проведения работы. В качестве исходных материалов для получения прекурсоров фторированного талька использовались онотский тальк сорта экстра и гидродифторид аммония (ГДФА) квалификации ЧДА. Расчёт смесей для фторирования вёлся по мольным соотношениям компонентов (таблица 1), близких к стехиометрическим в реакциях 3 и 4 получения силикатов магния из талька.

$$3MgO \cdot 4SiO_2 \cdot H_2O + 3NH_4HF_2 = 3MgSiO_3 + (NH_4)_2SiF_6 + NH_3 + 2H_2O \quad (3)$$
$$3MgO \cdot 4SiO_2 \cdot H_2O + 7{,}5NH_4HF_2 = 1{,}5Mg_2SiO_4 + 2{,}5(NH_4)_2SiF_6 + 2{,}5NH_3 + 3{,}5H_2O \quad (4)$$

***Таблица 1***

***Составы смесей для фторирования талька***

| Шифр состава | Мольное отношение ГДФА/тальк, моль/моль | Содержание компонентов в смеси, % мас. | |
|---|---|---|---|
| | | Тальк | ГДФА |
| Т-0 | 0,0 | 100,0 | 0,0 |
| Т-25 | 2,5 | 72,7 | 27,3 |
| Т-30 | 3,0 | 68,9 | 31,1 |
| Т-35 | 3,5 | 65,5 | 34,5 |
| Т-75 | 7,5 | 47,0 | 53,0 |

Для получения прекурсоров тальк подвергался измельчению в планетарной мельнице до удельной поверхности порядка 4,0 – 4,5 $м^2/г$ и смешивался с ГДФА в размольном барабане. Фторирование проводилось путем термообработки смесей при 180 °С в течение 1 часа и сублимационной очистки при 400 °С в течение 4 часов для полного удаления непрореагировавшего ГДФА, гексафторосиликата аммония $(NH_4)_2SiF_6$ и других летучих продуктов фторирования.

Синтез пигментов производился из чистого талька и порошковых прекурсоров на его основе. Источником иона-хромофора выступал гексагидрат нитрата кобальта (II) квалификации ХЧ, взятый в количестве 3 – 15 % мас. в пересчёте на CoO. В состав шихты пигментов наиболее интенсивного цвета дополнительно вводилось 5 % мас. добавок-минерализаторов, в качестве которых использовались фториды бария, натрия и кальция квалификации ЧДА. Сухие смеси готовились в вибромельнице, после чего обжигались в печи с карбидокремниевыми нагревателями при температурах 900 – 1200 °С и выдержке 2 часа.

Для получения подглазурных красок использовалась фарфоровая глазурь следующего состава: каолин – 4 %, кварц – 27 %, полевой шпат – 26 %, маршалит – 16 %, бой фарфоровых изделий – 27 %. Пигменты механически смешивались с глазурью в различных соотношениях и в виде спрессованных образцов-дисков подвергались вторичному обжигу при 1250 °С. Определение фазового состава измельчённых материалов проводилось на дифрактометре ДРОН-3М. Качественный рентгенофазовый анализ выполнялся с использованием базы данных порошковых дифрактограмм ICDD PDF-2 2004 года.

Результаты. Кобальтовые пигменты на основе талька и прекурсоров после обжига приобретают розовую окраску, интенсивность которой равномерно увеличивается при повышении температуры синтеза до 1200 °С и увеличении содержания оксида хромофора до 15 % мас. Их фазовый состав представлен метасиликатом магния $MgSiO_3$ и твёрдым раствором $(Mg, Co)_2SiO_4$ оливиновой структуры, образование которого наиболее вероятно при изоморфном замещении $Mg^{2+}$ на $Co^{2+}$. В пигментах, полученных на основе прекурсоров, отсутствует образующийся при разложении талька кристобалит $SiO_2$.

Низкая степень фторирования исходного талька практически не оказывает влияния на цвет пигментов. Значительно отличается цвет пигментов на основе состава Т-75 с повышенной степенью фторирования. В интервале температур обжига 900 – 1200 °С он последовательно изменяется от тёмно-зелёного до серого, что предположительно связано с образованием самостоятельной фазы норбергита $Mg_3SiO_4F_2$ из-за наличия большого количества побочного $MgF_2$ в продукте фторирования талька.

Цвет подглазурных красок, полученных на основе составов с 15 % мас. CoO, значительно отличается от цвета исходных пигментов и зависит от соотношения пигмент/глазурь. При содержании пигмента менее 30 % мас. все краски имеют одинаковый тёмно-синий цвет, что свидетельствует о растворении $Co^{2+}$ в силикатной глазури и его переходе состав стеклофазы. При увеличении количества вводимого пигмента более 50 % мас. окраска представлена оттенками фиолетового, что, предположительно, связано с образованием силиката кобальта $Co_2SiO_4$, который имеет характерный тёмно-фиолетовый цвет. Во всех случаях цвет получаемых красок практически не зависит от степени фторирования исходного талька. Исключением является состав Т-75, краски на основе которого имеют серо-синий цвет.

Введение в шихту 5 % мас. добавок фторидов натрия, бария и кальция существенно изменяет цвет пигментов и подглазурных красок на их основе (таблица 2), что позволяет получать оттенки от сиреневых (пигменты с добавкой NaF, $BaF_2$) до красно-фиолетовых (краски с добавкой $CaF_2$). Это связано с минерализующим действием фтор-ионов, которые не участвуют в образовании «мостиковых связей» между кремнекислородными тетраэдрами и тем самым способствуют разрыву связей в кристаллических решётках силикатов [1]. Фтораммонийная обработка природного талька при этом существенно не сказывается на цветовых характеристиках кобальтсодержащих магнезиальносиликатных пигментов.

***Таблица 2***

***Цветовые характеристики полученных пигментов и красок на их основе***

| Магнезиальносиликатные пигменты (15 % мас. хромофора CoO, синтез при температуре 1200 °С) | | | Подглазурные краски (фарфоровая глазурь, обжиг при температуре 1250 °С) | |
|---|---|---|---|---|
| Исходные составы | Содержание добавок, % мас. | Цвет | Содержание пигментов, % мас. | Цвет |
| Т-0, Т-25, Т-30, Т-35 | Без добавок | | 50 %<br>10 % | |
| | 5 % NaF | | 90 % | |
| | 5 % $BaF_2$ | | 90 % | |
| | 5 % $CaF_2$ | | 90 % | |
| Т-75 | Без добавок | | 50 % | |

Литература

1. Пищ, И.В. Керамические пигменты [Текст] / И.В. Пищ, Г.Н. Масленникова – Мн.: Высшая школа, 1987. – 132 с.
2. Седельникова, М.Б. Керамические пигменты на основе природного и техногенного минерального сырья [Текст]: монография / М.Б. Седельникова, В.М. Погребенков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 262 с.
3. Шарафеев, Ш.М. Керамические материалы на основе фторированного талька [Текст] / Ш.М. Шарафеев, В.И. Верещагин, А.В. Меженин // Стекло и керамика. – 2022. – Т. 95. – № 2. – С. 20–26. – DOI: 10.14489/glc.2022.02.pp.020-026

# ПЕРЕРАБОТКА САПОНИТОВОЙ ГЛИНЫ

**Панкратьева К.А.**
Научный руководитель научный сотрудник Зубкова О.С.
***Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия***

Основной техногенной нагрузкой металлургического комплекса является загрязнение природы путем превышения предельно допустимой концентрации содержания тяжелых металлов в воздухе, воде и земле. Также к основной экологической проблеме относится образование большого количества опасных выбросов, стоков и отходов. Гидрометаллургический процесс извлечения металлов из руд путем выщелачивания их растворителями с последующим осаждением из растворов, в большинстве случаев в металлическом состоянии. Целью гидрометаллургии является получения следующих тяжелых металлов: золота, серебра, цинка, меди и др [1].

Загрязнение почвы медью происходит вследствие техногенного рассеяния, осуществляемого разнообразными путями. Основными из них являются выбросы при таких процессах, как черная и цветная металлургия, относящихся к высокотемпературным процессам. Воздушными потоками выбросы рассеиваются на большие расстояния, доходящих до 10 км. Большая часть рассеивается на расстоянии 1-3 км от эпицентра. По данным, полученным за 2019 год, количество ежегодных выбросов специфических загрязняющих веществ составляет в пределах 750-800 т, из них меди — 95 т [5].

Наиболее эффективными методами очистки воды являются адсорбционные, а именно-использование природных сорбентов, таких как глинистые материалы и алюмосиликаты [4]. Бентонитовая глина обладает высокой удельной поверхностью, химической и механической стабильностью, поэтому широко используется в качестве основы для создания сорбента. Также бентонит отличается низкой стоимостью [2]. Сапонитовая глина так же, как и бентонитовая глина, относятся к минералам из подкласса слоистых силикатов группы монтмориллонита, является разновидностью бентонита. Глина обладает сорбционными и фильтрационными свойствами, также хорошо адсорбирует на своей поверхности тяжелые металлы [3].

Целью работы является исследование и разработка технологий извлечения меди, используя разработанный сорбент на основе минерала сапонита.

Согласно исследованиям, проведенным по определению минерального и химического состава сапонитовой основы, основными минеральными компонентами являются следующие минералы, масс. %: доломит – 20, каолинит – 22, сапонит – 45, бейделлит - 14.

Перед процедурой формовки глинистая основа подвергалась следующей обработке: кислотной активации серной кислотой, ингибированию, цементации, сушке, термообработке при 550 °С, с целью сохранения сорбционных свойств и механической прочности сорбента. Формирование гранул производилось экструзионным методом с выходным значением диаметра гранул 6 мм.

После был проведен анализ химического состава сапонитовой основы до и после обжига, кислотной активации и введения ингибитора, рентгенофлуорисцентном методом на приборе EDX-7000 (Таблица 1).

***Таблица 1***

***Химический состав сапонитовой основы до и после обработки, масс. %***

| | $SiO_2$ | MgO | CaO | $Fe_2O_3$ | $TiO_2$ | $K_2O$ | $SO_3$ | $Al_2O_3$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Глинистая основа | 52,73 | 22,14 | 4,58 | 9,91 | 1,52 | 1,68 | - | 5,73 |
| Сформованный сорбент | 41,10 | 17,89 | 28,55 | 1,999 | 0,37 | 0,91 | 1,01 | 5,68 |

По полученным данным можно сделать вывод, что основными сорбционными центрами являются, MgO и CaO. Оксиды, после обработки, сохраняют начальное массовое содержание, тем самым сохраняя сорбционные свойства сапонитовой глины.

На рисунке 1 представлены измерения удельной поверхности обработанного сорбента, используя анализатор удельной поверхности Quantachrome NOVA 1000, среда азотная.

Удельная поверхность полученного сорбента составляет $S_{уд} = 41{,}357$ м² / г .

По данным рисунка видно, что в сорбенте преобладают мезопоры, согласно полученной гистограмме можно сделать вывод, что кривая изотермы относится к 3 типу.

Исследование сорбционных свойств сапонитового сорбента проводилось согласно ГОСТ 4388-72 [6]. Начальная концентрация модельного раствора-10 мг/л, соотношение сорбент-модельный раствор составило 1:25, время воздействия 14 суток, данная кинетическая зависимость представлена на рисунке 2.

По полученным данным можно сделать вывод, что с течением времени сорбент забирает на себя медь, сорбируя ее на своей поверхности. На 9-10 день можно наблюдать полное насыщение сорбента. Эффективность очистки составила 97%. В ходе исследования было выявлено, что сорбент стабилизируется до pH=8 на протяжении 4 дней. С течением времени значение поднимается до pH=10 за счет гидратации минералов, входящих в цементный клинкер.

Изотермы сорбции ионов $Cu^{2+}$ в интервале концентраций 0,25 мг/л, 0,5 мг/л, 1,25 мг/л, 1,75 мг/л, 2,1 мг/л представлены на рисунке 3. Исследования проводились в статических условиях, соотношение 1:50, время эксперимента составила 50 минут.

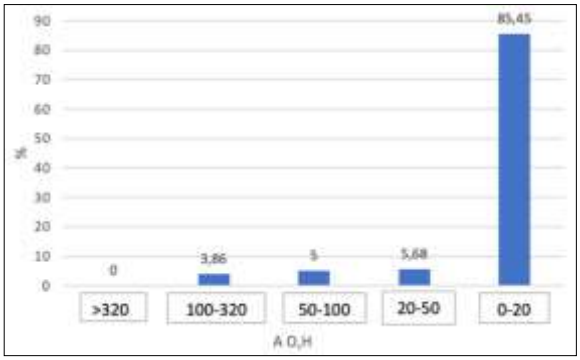



*Рис. 1. Распределение пор по диаметрам в сорбенте в процентах по количеству пор*

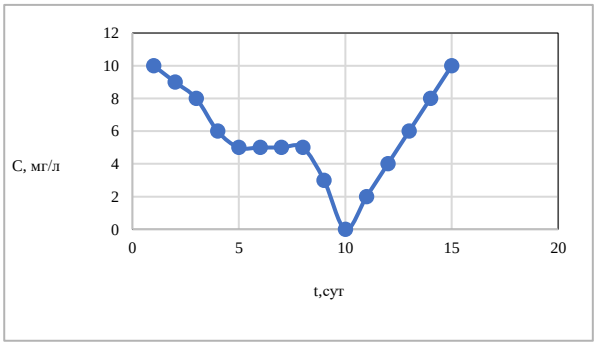



*Рис. 2. Зависимость концентрации от времени*

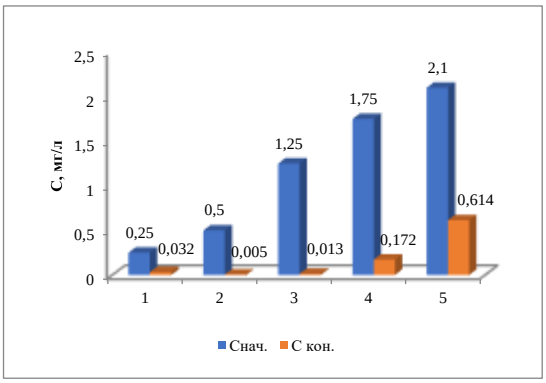



*Рис. 3. Концентрация ионов меди до и после сорбции*

По полученным данным, представленным на гистограмме, видно, что эффективность очистки по катиону меди в среднем составила 93%. Изотерма имеет вид классической изотермы Френдлиха с коэффициентом корреляции (r) равным 0,993, что позволяет отнести ее к изотерме 3 типа [2].

Сапонитовую глину можно использовать в качестве основы для сорбента, а именно для очистки стоков от тяжелых металлов, что поможет решить техногенную проблему выбросов тяжелых металлов в природу и образования стоков. Данные показывают, что процент эффективности очистки сорбента от тяжелого металла-Cu составляет 93%.

Литература

1. Кошелев А.В. Разработка технологии получения сорбентов на основе бентонитовых глин для систем очистки воды / А.В. Кошелев, Н.В. Веденеева, В.А. Заматырина, Е.И. Тихомирова, Е.В. Скиданов // Вода и экология: проблемы и решения. – 2018. – №2(74). – С. 32–39.
2. Облицов А.Ю. Утилизация отходов обогащения алмазоносной руды месторождения имени М.В. Ломоносова: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.36 / Облицов Антон Юрьевич // Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования национальный минерально-сырьевой университет «Горный». — Санкт-Петербург, 2012. — С. 162.
3. Тарасевич Ю.И. / Природные сорбенты в процессах очистки воды. // Киев: Наукова думка, 1981. – 207 с. Никитина Н.В., Комов Д.Н., Казаринов И.А., Никитина Н.В. / Физико-химические свойства сорбентов на основе бентонитовых глин, модифицированных полигидроксокатионами железа (III) и алюминия методом «соосаждения» // ФГБОУ ВПО «Саратовский государственный университет им. Н. Г. Чернышевского», Саратов Поступила в редакцию 14.09.2015 г.
4. Федотова К.А., Петрова Т.М. / Изучение адсорбционной активности сорбентов различной природы / К.А. Федотова, Т.М. Петрова // МАОУ "Гимназия №37" Авиастроительного района г. Казан.
5. Черемисина О.В., Черемисина Е., Пономарева М.А., Федоров А.Т. //Сорбция координационных соединений редкоземельных элементов «Записки Горного института»/ Journal of Mining Institute. – 2020. – Т. 244. – С. 474–481. DOI: 10.31897/ PMI.2020.4.10
6. Юсупалиева, Д.Б. Очистка промышленных стоков гидрометаллургических производств / Д.Б. Юсупалиева, С.З. Арифджанов. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2016. – № 3 (107). – С. 356–359.

# ПОЛУЧЕНИЕ КОЛЛЕКТИВНОГО КОНЦЕНТРАТА РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ МЕТАЛЛОВ ИЗ МОНАЦИТА

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

Подробно проблема и основные особенности Красноуфимского монацитового концентрата, а также выбор схемы переработки приведены в статье «Переработка монацитового концентрата» [3]. Основные сведения по данному техногенному сырью: монацит является промышленным источником тория и редкоземельных металлов (РЗМ), в данный момент в количестве более 82 тыс. т складирован в городе Красноуфимск Свердловской области, сумма редкоземельных оксидов составляет в среднем 54 %, тория – 5,4 %, что делает его радиоактивным и налагает определенные требования на все этапы обращения с монацитом; в настоящее время в России не перерабатывается в связи с экономическими затратами существующих технологий переработки [6].

Технология переработки монацитового концентрата с получением концентрата редкоземельных металлов, представленная в данной статье, разрабатывалась на основе щелочного способа, описанного в [4], схема переработки представлена на рисунке. По результатам анализа местности близ складов выявлено, что местная инфраструктура недостаточно развита для обеспечения бесперебойной работы проектируемого предприятия. Предлагается расположить производство в г. Северск Томской области, на базе АО «Сибирский химический комбинат» в связи с наличием на предприятии квалифицированных кадров и опыта работы с подобными объектами.

Транспортировку монацита осложняет радиоактивность материала, так как согласно приказу №388 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 сентября 2016 года об утверждении федеральных норм и правил в области использования атомной энергии «Правила безопасности при транспортировании радиоактивных материалов», при этом для перевозки необходимо использовать специализированные возвратные транспортные контейнеры. Процесс становится менее затратен при использовании невозвратных контейнеров. Причем, для нужд проекта такой контейнер должен отвечать следующим требованиям:

– выступать реактором после прибытия на место назначения, а значит, быть устойчивым к натриевой щелочи, соляной кислоте и температурам до 80-100 °С;

– быть устойчивым к радиации;

– после использования обеспечивать возможность захоронения пустой породы вместе с реактором без риска утечки радиации, отвечать требованиям приказа №388 от 15 сентября 2016 года;

– внутреннее устройство должно обеспечивать равномерное распределение жидкости по объему материала при орошении без образования каналов и застойных зон.

Предлагается использование полимерного материала полипропилен, обладающего низкой проникающей способностью, стойкого к радиации и преимущественно сшивающегося. Сшивка происходит под действием ионизирующего излучения, при этом макромолекулы полимеров распадаются на свободные радикалы и рекомбинируют в новые пространственные структуры. В результате чего изменяются свойства полимера – в материале происходят положительные изменения: увеличивается предел прочности на разрыв и повышается температуа плавления. Наряду с этими процессами, хотя и не так интенсивно протекает деструкция полимера. Для снижения негативного влияния в полимер вводят специальные добавки, поглощающие энергию излучения - антирады или сцинтиляторы. Полипропилен допускает температуры эксплуатации до 120-140 °С, вполне стойкий в слабых и сильных основаниях и слабых кислотах и стойкий сильных (по четырехбалльной шкале стойкости) [1, 2, 5].

Таким образом, используя различные материалы и добавки можно подобрать материал, отвечающий заданным свойствам и изготовить полимерный реактор, отвечающий требованиям технологического процесса и требованиям, предъявляемым к перевозке опасных и радиоактивных грузов.

Так как материал в реакторе должен обеспечивать хорошее просачивание и по предварительным расчетам выявлено, что экономически и технологически более целесообразно несколько замедлить процесс вместо затрат на создание давления и высоких температур в реакторе, принято решение не подвергать материал измельчению, оставив изначальную крупность – 90-1000 мкм. Кроме того, что это сохранит технологические свойства материла, связанные с транспортировкой, хранением, процессами циркуляции растворов сквозь слой материала, ограничением возможности проникновения мелкой радиоактивной пыли в воздухе рабочей зоны, данное решение исключит затраты на приобретение мельницы и ее обслуживание.

Процесс получения коллективного концентрата РЗМ из монацита состоит из нескольких стадий, включающих выщелачивание и растворение образовавшихся гидроксидов соляной кислотой (с последующим поэтапным осаждением гидроксидов РЗМ и тория.

В реактор подается нагретая до 80-100 °С (вместо 140-150 °С) NaOH, которая циркулирует до достижения целесообразной (96,5 %) степени разложения монацита. РЗЭ остаются в реакторе в виде гидроксидов (твердые), жидкость удаляется на кристаллизацию тринатрийфосфата (ТНФ) и очистку щелочи.

В данном случае температура влияет на скорость реакции, чем в данном случае можно пренебречь, так как это не оказывает положительного влияния на экономику процесса. Нагрев до 100–110 °С необходим для предотвращения преждевременной кристаллизации фосфата натрия.

Плюсом щелочного метода является попутное получение товарного ТНФ на стадии регенерации щелочи. Процесс планируется проводить в выпарном кристаллизаторе.

Осадок промывается, добавляется HCl для перевода гидроксидов РЗЭ в водорастворимую форму: 10 %-ную соляную кислоту берут в количестве 80 % от теоретического. При установлении в конце выщелачивания pH=3,5 около 85 % редкоземельных элементов переходит в раствор, в то время как весь торий остается в осадке.

Из осадка при его нейтрализации до pH = 4,2–4,7 выделяют ториевый концентрат, в котором соотношение $ThO_2 : (TR)_2O_3 = 10 : 1$.

Для получения практически чистого концентрата РЗЭ без посторонних примесей планируется использовать такой селективный метод как мембранная эмульсионная экстракция.

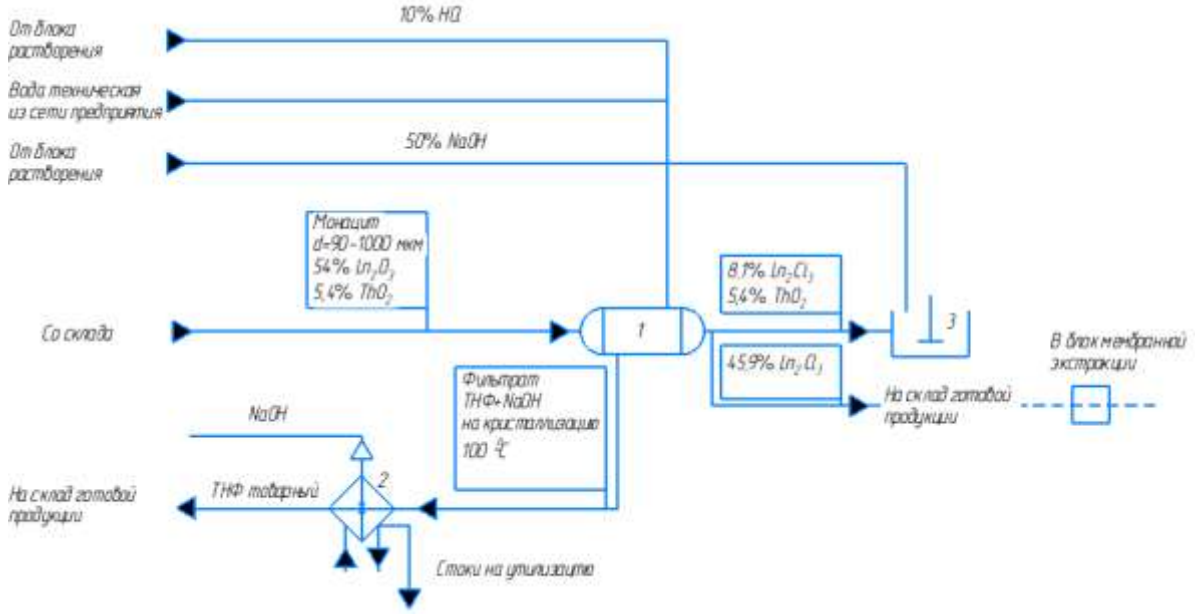



***Рис. Технологическая схема переработки монацитового концентрата***

***1 – реактор выщелачивания/транспортная емкость; 2 –кристаллизатор выпарной; 3 – аппарат с мешалкой (осадитель)***

Таким образом, на основании анализа литературных источников, текущей ситуации относительно монацитового концентрата, в том числе анализа попыток утилизации Красноуфимского монацитового концентрата различными предприятиями, была предложена технология переработки монацитового концентрата с получением коллективного концентрата рездкоземельных металлов, требующая минимальных строительных и эксплуатационных затрат, а также высокой чистоты получаемых продуктов.

Литература

1. Бормотов А.Н. Полимерные композиционные материалы для защиты от радиации: монография / А.Н. Бормотов, А.П. Прошин, Ю.М. Баженов, А.М. Данилов, Ю.А. Соколова. – М.: Палеотип, 2006. – 272 с.
2. Воробьева Г.Я. Химическая стойкость полимерных материалов. – М.: Химия, 1981. – 296 с.
3. Перминова И.А. Переработка монацитового концентрата // 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. – С. 317-318.
4. 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.
5. Стрепихеев А.А. Основы химии высокомолекулярных соединений Учебное пособие для химико-технологических специальностей высших учебных заведений / А.А. Стрепихеев, В.А. Деревицкая, Г.Л. Слонимский – 3-е издание. – М.: Химия, 1976. – 440 с.
6. Проект «Комплекс по переработке монацитового концентрата» [Электронный ресурс] // Красноуфимский монацит [сайт]. URL: http://www.monazite.ru (дата обращения: 18.12.2020).

# РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ ИЗНОСОСТОЙКОЙ КОРУНДОВОЙ КЕРАМИКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИРОДНОГО СЫРЬЯ

**Сагун А.И.**
Научный руководитель доцент Дитц А.А.
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Введение. Керамический кирпич нашел широкое применение в строительной отрасли. Одним из самых распространенных способов придания формы кирпича глиняной массе является метод пластического формования. В этом методе глиняная масса подается в вакуум пресс, из которого выходит сформованный полуфабрикат. Желаемую форму кирпичу придает мундштук пресса, выполненный обычно из металла. Для увеличения срока службы мундштука, на него надевается керамическая фильера. Обычно фильеры изготавливают из корунда ввиду его высокой прочности и износостойкости, а также из-за стабильности свойств исходного сырья. Однако корундовые фильеры обладают большой шероховатостью поверхности, вследствие чего стенки глиняного бруса, выходящего из пресса, также становятся шероховатыми. И если для рядового кирпича это не имеет значения, то использование таких фильер для изготовления лицевого кирпича не представляется возможным. Шероховатость поверхности фильеры обусловлена относительно грубозернистой структурой керамики, а также неравномерным распределением стеклофазы по объему изделия. Кроме того, для производства корундовой керамики необходимы высокие температуры, что делает процесс производства фильер более затратным. Для решения обозначенных проблем было предложено использовать природное сырье в системе $MgO-CaO-Al_2O_3-SiO_2$. Выбор системы обусловлен наличием в ней относительно легкоплавких эвтектик, позволяющих снизить температуру спекания корундовой керамики. Исследование трехкомпонентных систем такого состава позволило определить ряд эвтектических составов с температурой плавления от 1300 до 1400 °С. В качестве исходных материалов для получения такой керамики использовалось распространенное природное сырье такое как диопсид, тальк, каолин и кальцит. В дополнение к этому из работ [2, 4] известно, что незначительное количество комплексной добавки $Cu_2O-TiO_2$ позволяет обеспечить спекание корунда уже при 1300 °С. Поэтому было решено исследовать влияние такой добавки на температуру спекания и механические свойства керамики, при ее введении в исходную шихту совместно со стеклообразующими компонентами. Таким образом, актуальность данного исследования заключается в поиске пути решения важной технической задачи – получения механически прочного корундового материала с пониженной температурой спекания.

Цель работы. Разработка составов износостойкой корундовой керамики с использованием природного сырья и определение физических свойств полученных материалов.

Методика проведения работы. В качестве сырьевых материалов были использованы: технический глинозем, каолин Журавлиный Лог, диопсид слюдянский, тальк онотский, мел технический МТД-2 по ТУ 5743-008-05120542-96, оксид меди (I) марки «ч», диоксид титана марки «ч».

Материалы измельчались в шаровых мельницах корундовыми мелющими телами с последующим смешением компонентов в планетарной мельнице. Составы шихт (таблица 1) были составлены приняв содержание оксида алюминия во всех составах 94 % мас.. Состав стеклообразующей добавки рассчитывался на основании анализа равновесных диаграмм состояния $CaO-Al_2O_3-SiO_2$ и $MgO-Al_2O_3-SiO_2$ [1]. В первой системе была выбрана точка с температурой плавления 1318 °С, а во второй с температурой плавления 1365 °С. Полученные смеси брикетировались и обжигались при температуре 1400 °С в электрической печи с хромитлантановыми нагревателями. Обожженные брикеты сначала дробились в щековой дробилке, а затем измельчались в планетарной мельнице до $S_{уд}=10000 см^2/г$. Величина удельной поверхности определялась на приборе ПСХ-2.

***Таблица 1***

***Компонентный состав исходных смесей***

| Шихта | Содержание сырьевых материалов, % мас. | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Глинозем | Каолин | Мел | Тальк | Диопсид | $Cu_2O$ | $TiO_2$ |
| Ca-9 | 88,65 | 5,80 | 5,55 | - | - | - | - |
| Ca-9M | 89,08 | 5,33 | 5,10 | - | - | 0,24 | 0,24 |
| Mg-3 | 93,73 | 0,64 | - | 5,96 | - | - | - |
| Mg-3M | 93,45 | 0,59 | - | 5,47 | - | 0,25 | 0,25 |
| D | 94,00 | - | - | - | 6,00 | - | - |
| DM | 94,00 | - | - | - | 5,50 | 0,25 | 0,25 |

Формование образцов производилось методом полусухого формования с использованием в качестве связки 10 % поливинилового спирта. Окончательный обжиг производился в электрической печи с хромитлантановыми нагревателями. Кажущаяся плотность и водопоглощение образцов были определены методом гидростатического взвешивания. Прочностные характеристики керамики определялись с использованием испытательного гидравлического пресса. Исследование микроструктуры проводилось на электронном микроскопе JEOL JSM 6000.

Результаты. Результаты проведенных исследований представлены в таблице 2. При указанных температурах спекания образцы обладают максимальной плотностью и минимальным водопоглощением. Исходя из

экспериментальных данных прослеживается увеличение плотности при введении комплексной добавки $Cu_2O - TiO_2$ в состав керамики. Такое действие добавки можно объяснить тем, что она интенсифицирует процесс спекания на начальных стадиях путем образования вакансий в кристаллической решетке корунда [3], тем самым способствуя большему уплотнению керамики.

Температура спекания составов различна. При 1500 °С спекаются составы Ca-9, Ca-9M и D. Повышенная температура спекания состава Mg-3 объясняется тем, что температура плавления эвтектической добавки этого состава больше, чем у Ca-9 на 47 °С. Комплексная добавка оказывает положительное действие на температуру спекания состава Mg-3, что можно связать с более интенсивным уплотнением керамики на начальных стадиях спекания. Чистый диопсид плавится при температуре 1390 °С. В более ранних работах было сделано наблюдение, что диопсид особенно интенсивно взаимодействует с корундом. Поэтому можно предположить, что в псевдобинарной системе диопсид – корунд существует эвтектика. В результате чего в системе образуется жидкая фаза приблизительно при 1300 °С. В случае состава DM комплексная добавка повышает плотность керамики, однако вместе с этим повышается и температура термической обработки, необходимая для достижения этой плотности.

***Таблица 2***

***Физические свойства спеченной керамики***

| Состав | Свойства спеченной керамики | | | |
|---|---|---|---|---|
| | $T_{спекания}$, °С | В, % | $\rho_{каж}$, г / см$^3$ | $\sigma_{изг}$, МПа |
| Ca-9 | 1500 | 0,01 | 3,703 | 300 |
| Ca-9M | 1500 | 0,02 | 3,740 | 264 |
| Mg-3 | 1600 | 0,02 | 3,666 | 227 |
| Mg-3M | 1550 | 0,03 | 3,689 | 256 |
| D | 1500 | 0,02 | 3,713 | 270 |
| DM | 1580 | 0,06 | 3,747 | 298 |

Предел прочности при изгибе не имеет однозначной зависимости от введения комбинированной добавки. Прочность составов Mg-3 и D повышается при добавлении минерализатора, а состав Ca-9 показывает обратный эффект. Для обоснования полученных результатов прочностных свойств керамики было проведено исследование микроструктуры образцов. Распределение зерен по размерам представлено в таблице 3. Однако полученные результаты не позволяют сделать вывод о влиянии добавки на микроструктуру образцов. Можно выдвинуть предположение, что определяющее влияние на прочность керамики оказывают свойства стеклофазы.

***Таблица 3***

***Количество зерен определенного диаметра в процентах***

| Состав | Диапазон распределения зерен по диаметрам, мкм | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 0 – 1 | 1 – 2 | 2 – 3 | 3 – 4 | > 4 |
| Ca-9 | 1 | 61 | 26 | 8 | 4 |
| Ca-9M | 7 | 64 | 26 | 2 | 1 |
| Mg-3 | 21 | 53 | 22 | 4 | 1 |
| Mg-3M | 14 | 57 | 19 | 6 | 4 |
| D | 19 | 63 | 15 | 2 | 1 |
| DM | 9 | 52 | 30 | 6 | 3 |

Литература

1. Торопов Н.А. Диаграммы состояния силикатных систем. Справочник: в 4 т. – Ленинград: Наука, 1972. – 448 с.
2. Cutler I.B., Bradshaw C., Christensen C.J., Hyatt E.P. Sintering of Alumina at Temperatures of 1400 °C. and Below // Journal of the American Ceramic Society. – 1957. – V. 40. – P. 134 – 139.
3. Jones J.T., Maitra P.K., Cutler I.B. Role of Structural Defects in the Sintering of Alumina and Magnesia // Journal of the American Ceramic Society. – 1958. – V. 41. – P. 353 – 357.
4. Sathiyakumar M., Gnanam F.D., Influence of additives on density, microstructure and mechanical properties of alumina // Journal of Materials Processing Technology. – 2003. – V. 133. – P. 282 – 286.

# МАГНЕЗИАЛЬНЫЕ ВЯЖУЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ИЗ ДОЛОМИТОВОГО СЫРЬЯ

**Яковлева В.С., Косухина Н.В.**
Научный руководитель доцент Митина Н.А.
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Доломит – это осадочная карбонатная горная порода, представленная минералом доломитом $CaCO_3 \cdot MgCO_3$ [2]. Отличающихся повышенным содержанием доломитовой составляющей, группа карбонатных пород, – доломитов, доломитизированных или доломитовых известняков, – в совокупности под общим названием – доломитовые породы.

Доломье французский минералог открывшший минерал доломит в конце XVIII века, по имени которого он и назван. Широкое применение доломиты имеют как в после предварительной термической обработки, так и в необработанном исходном виде. [2,3]. Термическая обработка проводится путем обжига сырой доломитовой породы при температуре 800-900 °С. В результате низкотемпературной декарбонизации кальциевой и магниевой составляющей минерала доломита образуются оксиды магния и кальция, CaO и MgO, в высокоактивной форме.

Одним из наиболее широких областей применения доломитовой породы является производство вяжущих материалов и изделий на их основе. из доломита в зависимости от преимущественного содержания по химическому составу кальциевой или магниевой составляющей получают известковое, известково-магнезиальное, магнезиальное, доломитовое вяжущие материалы. В настоящее время особый интерес вызывает магнезиальное вяжущее, основу которого составляет каустический магнезит MgO. Необходимо преимущественное содержание оксида магния с отсутствием или минимальным количеством оксида кальция для получения качественного магнезиального и доломитового вяжущего [1].

Термическая обработка доломита происходит ступенчато. Температура декарбонизации кальциевой и магниевой составляющей доломита различается: $MgCO_3$ разлагается при температуре 750-810 °С с максимумом в 805 °С, а $CaCO_3$ – при температуре 820-900 °С с максимумом 832 °С. Таким образом, интервал температур разложения не превышает 30 °С, что в реальных технологических условиях является очень малым интервалом, не позволяющим регулируемо провести разложение только магнезитовой составляющей с предотвращением разложения кальцита. Поэтому возникает надобность в разработке способов расширения температурного интервала обжига доломита. Наиболее эффективным таким способом является применение различных добавок, преимущественно направленных на снижение температуры разложения $MgCO_3$, не оказывая влияния на разложение CaCO3.

Целью работы является получение каустического доломита модифицированным обжигом. В связи с поставленной целью основными задачами является выбор добавки, модифицирующей процесс обжига доломита и установление механизма влияния этой добавки.

Выбор добавки основывается на избирательном деформирующем действии на структуру доломита.

В исследованиях использовали доломитовую породу Таензинского месторождения и комплексообразователь трилон Б в качестве добавки – интенсификатора декарбонизации магниевой составляющей доломита при обжиге.

Доломитовая порода химический состав, который используется в данной работе указан в таблице. Потери при прокаливании составляют 41,5 %, что говорит о карбонатной природе породы, рентгенограмма исходного доломита (рис.1).

***Таблица***

***Химический состав доломитовой породы Таензинского месторождения***

| Материал | Химический состав, мас. % | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | MgO | CaO | $SiO_2$ | $Al_2O_3$ | $Fe_2O_3$ | $P_2O_5$ | $\Delta m_{пр}$ | Σ |
| Доломитовая порода | 28,49 | 50,57 | 0,76 | 0,38 | 0,08 | 0,07 | 41,5 | 100,00 |

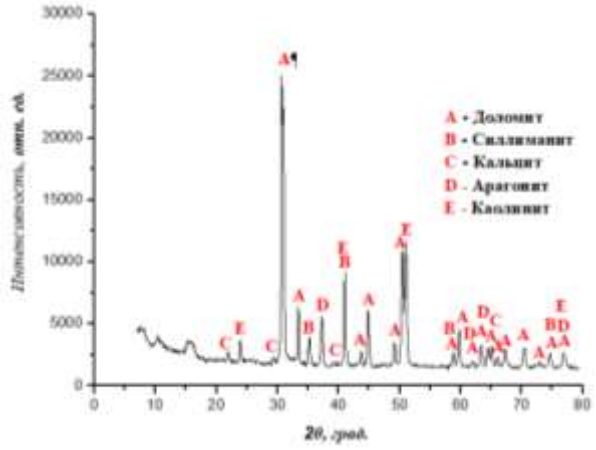



***Рис. 1. Рентгенограмма исходного доломита***

Трилон Б – динатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты $C_{10}H_{18}N_2Na_2O_{10}$ белый кристаллический порошок, хорошо растворяются в воде и щелочах, образует устойчивые комплексные соединения с большинством катионов. Трилон Б с молекулярной массой – 372,23 г/моль, температура плавления 110 °С. Трилон Б имеет конфигурацию карбоксильной группы и 2 атомами азота с парой неподвижных атомов. Ионы металлов формируют соли, заменяя атомы водорода карбоксильных групп и связываясь с атомами азота одновременно координационно. Константы нестойкости определяет прочность комплексов, которая показывает способность к диссоциации комплекса. Чем больше константа нестойкости, тем не так прочен комплекс, и тем значительнее он диссоциирует с образованием начальных катиона и аниона.

Прочность комплекса Me – Трилон Б возрастает в ряду: Mg → Ba → Ca → Zn →Al → Cu → Pb → Bi.

Дифференциально-термический анализ (ДТА) был проведен для уточнения механизма декарбонизации доломита образцов доломита. На приборе STA 449 F3 марки «Jupiter» фирмы «NETZSCH» исследовали процесс

термического разложения доломита изучали. Исследование образцов проводилось в интервале температур от 20 до 1000 °С, с 10 °С/мин скоростью нагрева. Получаемая масса навески 50 мг.

Измельченную доломитовую породу смешивали с порошком трилона Б. При этом оптимальным количеством добавки Трилона Б является 4 мас. %. Полученную смесь увлажняли до влажности 8 % и хранили в течении 3х суток в герметично закрытой емкости, чтобы обеспечить протекание химических реакций между доломитом и трилоном Б.

По результатам исследований с помощью термического анализа установлено, что наблюдается подходящий температурный интервал разложения в 202 °С (рис. 2). При этом температура разложения магнезитовой составляющей доломита с добавкой трилона Б составляет 550-650 °С. После проведения термической обработки смесей при 650 °С, температура соответствует декарбонизации магниевой составляющей доломита, по результатам рентгенофазового анализа отмечается наличие кристаллических фаз MgO и кальцита $CaCO_3$.

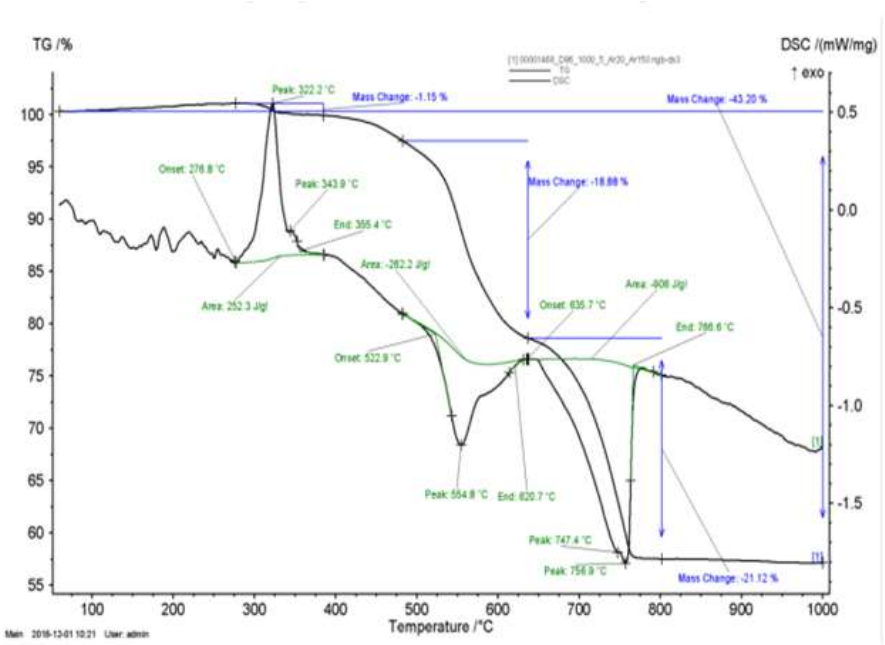



***Рис. 2. Термограмма смеси доломита и 4 % трилона Б***

Заключение. Результаты исследований показывают, что добавка трилона Б активирует процесс декарбонизации $MgCO_3$ при обжиге доломита снижая температуру этого процесса с 800 °С до 650 °С. Активирующее действие добавки трилона Б на обжиг доломита с преимущественным образованием оксида магния связано с образованием комплекса Mg – Трилон Б, который является наименее устойчивым и непрочным, поэтому разложение магниевой составляющей доломита идет более легче и при более низкой температуре.

Литература

1. Гуюмдян П.П., Ветренко Т.Г., Цыбакин С.В., Чичилов М.Н. Доломитовое сырье для производства магнезиального вяжущего: / П.П. Гуюмдян. – Вестник МГСУ. – 2010. – № 3. – С. 73–75.
2. Кузнецов, А.Н. Технология вяжущих веществ и изделий из них: учебник / А. М. Кузнецов; под ред. П. П. Будникова. – Москва: Высшая школа, 1963. – 455 с.
3. Abali Y. et al. Optimization of dolomite ore leaching in hydrochloric acid solutions //Physicochemical Problems of Mineral Processing. – 2011. – Т. 46. – №. 1. – С. 253-262.

# С Е К Ц И Я 13

# СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

## СИСТЕМЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

**Аверкиев В.А., Захаров А.С., Минаев К.М.**
Научный руководитель доцент Минаев К.М.
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Первой рабочей жидкостью, входящей в контакт с продуктивным горизонтом, является буровой раствор, поэтому его качество во многом определяет возможность получения запланированного дебита нефтяных и газовых скважин. Применение буровых растворов, не предназначенных для первичного вскрытия продуктивного пласта (растворы для бурения интервалов под направление, кондуктор и т.д.), может быть причиной серьезного повреждения для коллектора.

Промывочные жидкости для вскрытия продуктивных пластов являются специально спроектированными технологическими жидкостями. Буровые растворы для первичного вскрытия в большей мере обеспечивают сохранение исходных коллекторских свойств и снижают степень загрязнения продуктивного пласта, при этом сочетая высокие технические и экономические показатели бурения [5].

Применение водных буровых растворов исторически является одним из первых технологических решений в области промывки скважин. Развитие данных систем буровых растворов началось с использования технической воды, в настоящее же время, это сложные многокомпонентные системы, полученные благодаря детальному исследованию в лабораторных и полевых условиях. В целом, самыми распространенными буровыми растворами на водной основе, из когда-либо применяемых, являются следующие: глинистые, полимерные, полимер-глинистые, ингибирующие, соленасыщенные, а также биополимерные системы. Оказываемое влияние на проницаемость призабойной зоны пласта буровыми растворами на водной основе зависит, прежде всего, от типа и компонентного состава применяемых систем [6].

Наиболее удобными и простыми буровыми растворами на водной основе как в применении, так и в регулировании свойств, являются глинистые компонентные составы. Тем не менее, из-за высокой степени загрязнения коллектора глинистыми частицами, применение данных систем в качестве растворов первичного вскрытия является нецелесообразным. Современное развитие в области буровых растворов и потребность в сохранении коллекторских свойств пласта на этапе первичного вскрытия обуславливают убывающую тенденцию применения глинистых растворов.

Широкое распространение нашли буровые растворы на углеводородной основе, которые позволяют существенно сохранить естественные фильтрационно-емкостные свойства продуктивных коллекторов. Это обуславливается тем фактором, что используемая в качестве дисперсионной среды углеводородная основа обладает физико-химическим сродством к пластовому флюиду. Это обстоятельство препятствует образованию малоподвижных смесей в системе «буровой раствор-пластовый флюид» [2, 8]. Основными качествами, положительно влияющими на процесс первичного вскрытия продуктивных мощностей, для данного типа растворов являются: высокие ингибирующие свойства, что особенно важно при проходке глинистых интервалов; меньшая плотностью по сравнению с буровыми растворами на водной основе, что, в свою очередь, целесообразно при бурении в условиях аномально низких пластовых давлений; невысокий показатель фильтрации; хорошие смазывающие свойства [4, 6]. Недостатками, сдерживающими широкое применение данного типа растворов, являются: высокая стоимость, пожароопасность; трудность очистки от шлама и проведения электрометрических работ; экологическая вредность (токсичность, проблемы утилизации).

В последнее время, наибольший интерес представляют системы водных буровых растворов для первичного вскрытия на основе биополимеров. Главным преимуществом таких буровых растворов является способность образовывать высокоэффективные системы даже при небольших концентрациях биополимера. В свою очередь, биополимерные буровые растворы обладают хрупкой гелеобразной структурой, псевдопластичными свойствами, а также аномальной высокой вязкостью при низких скоростях сдвига. В качестве биополимера, чаще всего, применяется высокоочищенный ксантан. Особенности данного полимера обеспечивают ряд преимуществ.

1) Высокие скорости проходки. Буровые промывочные жидкости на этой основе обладают уникальными псевдопластичными свойствами. Это свойство обеспечивает энергетически выгодные условия разрушения породы долотом и выноса шлама из-под зубьев, поскольку создается турбулентный режим выноса частиц и высокая «мгновенная фильтрация», способствующие эффективному разрушению породы.
2) Снижение гидравлических нагрузок на пласт.
3) Снижение скорости осаждения частиц выбуренной породы при остановках циркуляции, что обеспечивается за счет повышения вязкости системы из-за образования прочной межмолекулярной структуры биополимера.
4) Высокая эффективность очистки ствола скважины от шлама в горизонтальных скважинах, для которых характерны отложения шламовых «подушек» и «дюн».

5) Увеличение времени релаксации соответствует улучшению транспортирующей способности промывочной жидкости при проводке горизонтальных и сильно искривленных скважин.

6) Оказывает положительное влияние на сохранение фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных горизонтов. Благодаря повышенной вязкости фильтрата такие растворы меньше проникают в пласт, обеспечивая тем самым небольшую зону обводнения [4, 6].

Сохранение проницаемости продуктивных пластов в таких системах прежде всего обеспечивается за счет применения кислорастворимого кольматирующего агента и возможности удаления фильтрационной корки на этапе освоения.

В таблице представлены средние значения коэффициентов восстановления проницаемости для упомянутых выше типов растворов – глинистого, на углеводородной основе и биополимерного [1, 7].

***Таблица***

***Коэффициенты восстановления проницаемости различных систем буровых растворов***

| Буровой раствор | Коэффициент восстановления проницаемости, $К_в$ |
|---|---|
| Глинистый | 0,05-0,20 |
| На углеводородной основе | 0,60-0,90 |
| Биополимерный | 0,30-0,45 |

Тем не менее, биополимерные буровые растворы для первичного вскрытия в качестве дисперсионной среды содержат водную фазу, которая в определенной степени оказывает негативное влияние на коллекторские свойства продуктивной зоны. Это проявляется в виде следующих основных механизмов: набухание глин, водное блокирование, кольматация твердой фазой и образование нерастворимых осадков [3, 6].

Также важно отметить, что в процессе бурения, на буровые растворы первичного вскрытия воздействует множество негативных факторов, влияющих на свойства бурового раствора, что негативно сказывается на качестве первичного вскрытия продуктивных интервалов. Так, например, чрезмерное насыщение бурового раствора выбуренной породой оказывает значительное влияние на изменение плотности и вязкости, что в свою очередь приводит к ряду осложнений. К ним относится возникновение дополнительных гидравлических сопротивлений, а также увеличение гидростатического давления, что обуславливает повышенное противодавление на пласты и дальнейший риск гидроразрыва и поглощения. В результате поглощения бурового раствора или, исключительно, фильтрата в пласт, также можно отметить изменение параметров системы. Особое влияние на свойства и функциональность бурового раствора оказывает температура на забое, поскольку стабильность биополимерных систем при температурах, превышающих 100 С, значительно снижается, а также может наблюдаться полная или частичная деструкция биополимерных реагентов, входящих в состав технологической жидкости для первичного вскрытия. Также на свойства бурового раствора в значительной степени влияет изменение щёлочности среды. Например, при контакте с $H_2S$ щелочность среды бурового раствора снижается, что влияет на функции полимеров, находящихся в буровом растворе. Ухудшается структурно-реологический профиль раствора, увеличивается показатель фильтрации.

В связи с этим, важно контролировать ряд технологических параметров бурового раствора: структурно-реологические свойства, вязкость при низких скоростях сдвига, межфазное натяжение на границе раздела фаз, показатель фильтрации и т.д. Каждый из приведенных параметров характеризует и обуславливает тот или иной показатель функциональности компонентной системы и контролируется соответствующим оборудованием. В частности, для измерения динамического и статического напряжения сдвига используются вискозиметры, для измерения вязкости при низких скоростях сдвига – вискозиметр Brookfield, для оценки поверхностного натяжения – тензиометры, а для измерения показателя фильтрации – установка фильтр-пресса и др [4, 5].

В настоящее время, все соответствующие виды опытных и лабораторных исследований проводятся на базе Национального исследовательского Томского политехнического университета в научно-образовательном центре нефтегазовой химии и технологии (НОЦ НГХиТ), а их результативность обуславливается возможностью использования всего необходимого оборудования.

Литература

1. Вафин Р. М. Повышение качества вскрытия продуктивных пластов путем комплексного использования полисахаридов //Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2011. – №. 1. – С. 47-52.
2. Кистер Э. Г. Химическая обработка бурового раствора / Э. Г. Кистер. – М.: Недра, 1972. – 320 с.
3. Кошелев В. Н. Научные и методические основы разработки и реализации технологии качественного вскрытия продуктивных пластов в различных геолого-технических условиях //дисс. д. т. н., Краснодар. – 2004.
4. Крецул В. В. Повышение качества первичного вскрытия продуктивных пластов горизонтальными скважинами (на примере месторождений Западной Сибири): дис. – Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. ИМ Губкина, 2003.
5. Курбанов Х. Н. Исследование и разработка биополимерных растворов для повышения эффективности первичного вскрытия продуктивных пластов: дис. – С.-Петерб. гос. гор. ун-т, 2017.
6. Львова И. В. Разработка технологии создания эффективной гидродинамической связи продуктивного пласта со скважиной: дис. – Бугульм: [Татар. науч.-исслед. и проект. ин-т нефти ОАО" Татнефть"], 2004.
7. Нуцкова М. В. и др. Исследования буровых растворов на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов //Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19. – №. 2. – С. 138-149.

8. Токунов В. И., Саушин А. З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – 2004.

## ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ УРАНА НА УЧАСТКЕ С ГЕОЛОГИЧЕСКИМ ОСЛОЖНЕНИЕМ НА ПРИМЕРЕ БЛОКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЮЖНЫЙ ИНКАЙ»

**Бетчанов Д.М.**

Научный руководитель профессор Е. Г. Язиков

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

Целью настоящих исследований стала оптимизация процесса добычи урановых залежей с геологическим осложнением северо-восточного участка месторождения «Южный Инкай».

Объектом исследования стал технологический блок № 103 (рис. 1), северо-восточного участка месторождения «Инкай» южный фланг.

***Рис. 1. Технологический блок № 103***

Месторождение «Южный Инкай» представляет собой место в юго-западной части Шу-Сарысуйской депрессии, входящее в состав Южно-Казахстанской области, где пьезометрический уровень напора пластовой воды достигает + 25 метров.

Отработка и добыча урановых руд на данном месторождении производится методом подземного скважинного выщелачивания (ПСВ).

Метод ПСВ - способ разработки рудных месторождений песчаникового типа без поднятия руды на поверхность путем избирательного перевода ионов урана в продуктивный раствор непосредственно в недрах. При этом урансодержащая руда остается под землей в отличие от традиционных методов добычи (шахтный и карьерный).

Район месторождения представляет собой крупную эпикаледонскую структурную впадину. В геологическом строении депрессии участвуют образования трех структурных этажей: нижнего-складчатого Каледонского фундамента, среднего-промежуточного полуплатформенного и верхнего-мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. Преимущественно, в исследуемом участке преобладают средне-мелкозернистые пески с прослоями глин.

На участке месторождения зачастую возникают осложнения этапов освоения и эксплуатации технологических скважин, на участках с преобладанием тонко и мелкозернистой литологической фракции в разрезе рудной толщи, выраженное в наличии непрекращающегося суффозионного выноса, что приводит к механической, химической и газовой кольматации технологических скважин. В следствии таких факторов в значительной степени возрастают эксплуатационные затраты из-за увеличения сроков отработки технологического блока и комплекса сопутствующих восстановительных работ.

Существующая технология сооружения технологических скважин позволяет сооружать скважины с применением гравийной обсыпки (рис. 2), которая способствует решению проблемы с кольматацией фильтров и предфильтровой зоны, но данная технология распространяема только для участков с пьезометрическим уровнем ниже поверхности земли, либо с наличием напора выше поверхности земли до первых 5 метров. Связанно это с тем, что технология проведения гравийной обсыпки подразумевает промывку затрубного пространства перед обсыпкой легким буровым раствором, что обеспечивает возможность загрузки гравийной обсыпки в затрубное пространства зоны фильтров. При промывке легким буровым раствором возникает вероятность создания разницы в давлении в стволе скважины и давления водоносного горизонта в направлении ствола скважины, этот фактор может создать движение пластовых вод в направлении ствола скважины и дальнейшего его распространения к поверхности. Такое явление приведет к пуску самоизлива с затрубного пространства и как следствие к прихвату бурового снаряда, что не позволяет производить работы по обсыпке и как следствие отсутствует методика предотвращать пескование скважин на участках с наличием самоизлива.

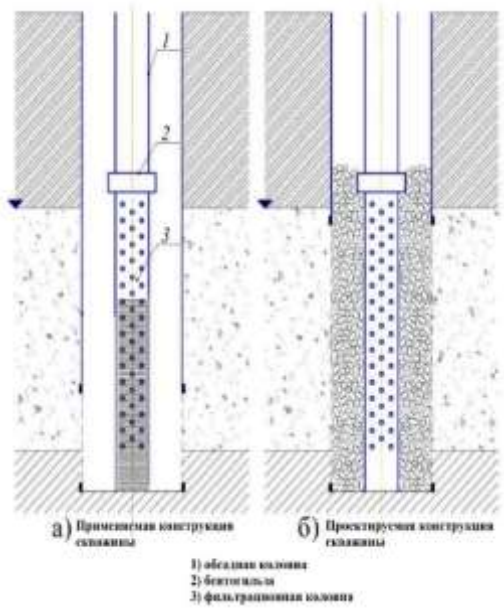



***Рис. 2. Схема применяемой и проектируемой конструкций скважины***

С учетом вышеизложенного имеется необходимость в разработке методики сооружения скважин с гравийной обсыпкой на участках с самоизливом с преобладанием тонко и мелкозернистых литологических фракций.

Научно-исследовательская работа была поделена на 4 основных этапа:

1. Бурение одной керновой скважины с отбором керна для отбора технологической пробы с целью проведение испытаний в трубках. По окончанию бурения, скважина будет обсажена как технологическая откачная. Бурение 7 закачных технологических скважин с гравийной обсыпкой, с целью создания технологической ячейки для натурного опыта (рис. 3).
2. Лабораторные исследования кернового материала и анализа проб воды.
3. Разработка методики по режиму закисления и выщелачивания в условиях геологического осложнения.
4. Проведение и мониторинг натурного опыта.

***Рис. 3. Схема вскрытия гексогональной ячейки для проведения научного исследования***

С учетом вышеизложенных этапов научно-исследовательская работа находится на 4 этапе, где проходит закисление и выщелачивание урановых руд с применением технологии сооружения технологических скважин с гравийной обсыпкой и мониторинг.

Литература

1. Язиков В. Г. Особенности геологического изучения инфильтрационных (гидрогенных) месторождений урана при их доразведке и освоении. Учебное пособие. -Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2012-63 с.
2. Пятикоп Ю.В., Бандырский И.Н., Дяченко В. Д., Сенченко В. В. Справочник по оборудованию буровых скважин обсыпными фильтрами. - М., Колос, 1983. - 97 с.

# СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМАХ ДЛЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

**Даси Э.Ш.**
Научный руководитель старший преподаватель Бондарчук И.Б.
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Роторные управляемые системы (РУС) – это современное поколение забойного бурового оборудования, обеспечивающее снижение рисков возникновения осложнений и аварий, позволяющее осуществлять управление траекторией скважины. Применение РУС меняет традиционную технологию бурения и позволяет эффективно бурить скважины с горизонтальным окончанием большой протяженности и сложным профилем.

Принцип работы отклоняющих узлов в РУС push-the-bit и point-the-bit приведен на рис. 1.

Узел отклонения push-the-bit обычно имеет 3, 4 или 6 гидроцилиндров, а их разность фаз составляет 120°, 90° и 60° соответственно (рис. 1, а). Принцип действия данного узла заключается в способности перемещения гидроцилиндра за счет давление бурового раствора, оказываемое регулирующим клапаном в процессе вращения бурильной колонны. Затем выдвижные накладки приводятся в действие от соответствующих гидроцилиндров и контактируя со стенкой скважины формируется раскрепляющее усилие. В результате чего создается фрезерование стенки скважины долотом, что и приводит к искривлению [1].

Принцип действия узла отклонения РУС point-the-bit заключается в создании отклоняющего усилия за счет изгиба вала от действия эксцентрично-расположенного кольца (втулки) (рис. 1, б). В такой системе точка изгиба вала находится внутри корпуса над долотом.

***Рис. 1. Узел отклонения push-the-bit (а) и point-the-bit (б)***

Существуют также комбинированные РУС (Point+Push). При этом два различных механизма отклонения могут требовать совершенно разных конструкций долот. Боковая и осевая часть режущей структуры долота, длина калибрующей части и ее агрессивность, долговечность структуры вооружения должны соответствовать требованиям РУС. Данный инструмент успешно выпускается для диаметров породоразрушающего инструмента от 142,9 до 295,3 мм.

Эволюция РУС в бурении нефтяных и газовых скважин приведена на рис. 2.

Из этого рисунка видно, что большинство инструментов управления бурением РУС на ранней стадии относятся к типу push-the-bit, например, PowerDrive SRD от Schlumberger, Auto-Trak Curve Pro от Baker Hughes и т.д. К недостаткам применения РУС push-the-bit относятся то, что раздвижные накладки, соединенные с гидроцилиндрами могут привести к сильной вибрации, а также они могут вызвать спиралевидное движение ствола скважины и затруднить цементирование при ее заканчивании. Для преодоления этих недостатков РУС с функцией «push-the-bit» были разработаны РУС «point-the-bit», например, PowerDrive Xceed от Schlumberger и Geo Pilot XL от Halliburton.

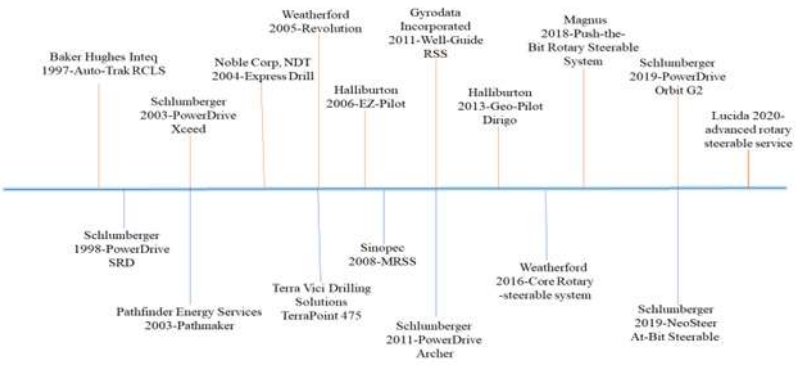



***Рис. 2. Эволюция РУС в бурении нефтяных и газовых скважин***

Основным недостатком РУС Point the bit является то, что его эксцентриковый вал легко изнашивается. Таким образом, в последние несколько лет некоторые исследователи изучают новый гибридный тип РУС, сочетающий в себе преимущества push-the-bit и point-the-bit [2]. Ярким примером гибридного типа РУС является Neo-Steer CLx от Schlumberger [3].

Доля нескольких крупных нефтесервисных компаний на рынке наклонно-направленного бурения представлена на рис. 3.

При этом Schlumberger занимает около 1/3 рынка, а на втором месте – Haliburton с 16 % долей рынка [5]. Сравнение технических характеристик различных РУС [4] приведено в таблице.

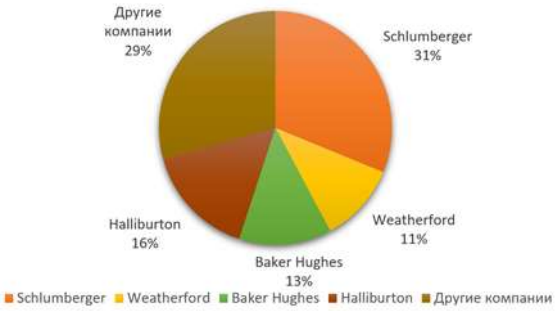



***Рис. 3. Сравнение рыночных долей РУС нефтесервисных компаний***

***Таблица***

***Сравнение технических различных РУС***

| Компания | Тип РУС | Максимальная пространственная интенсивность, °/30 м | Максимальная рабочая температура, °С | Максимально давление, МПа | Максимальная скорость вращения, об/мин. |
|---|---|---|---|---|---|
| Schlumberger | Neo-Steer CLx | 16 | 175 | 138 | 350 |
| Baker Hughes | Lucida | 15 | 175 | 206.8 | 400 |
| Weatherford | Magnus | 12 | 150 | 206.8 | 350 |
| Halliburton | Geo-Pilot XL | 14 | 150 | 138 | 250 |
| Gyrodata | Well-Guide | 12 | 150 | 138 | 100 |
| Terra-Vici Drilling | Terra Point 475 | 15 | 150 | 138 | 300 |
| ANDERIDGE | DART Downhole Adjustable Rotary Tool | 25 | 150 | 138 | 220 |
| APS technology | Drilling Tool (IPDT) | 13 | 150 | 137 | 200 |
| NOV Inc | Vector ZIEL-400 | 16 | 150 | 138 | 400 |
| SANVEAN | Scott | 12 | 150 | 138 | 400 |

В настоящее время можно выделить следующие перспективные направления развития технология РУС:

1. Технология «Near bit measurement technology», которая характеризуется в измерении параметров близких к долоту. Эта технология предусматривает установку датчиков внутри бурового долота. Данная технология позволят оптимизировать траекторию бурения.
2. Технология «Smart drill pipe technology», которая характеризуется более высокой скоростью передачи данных и соответственно позволяет оперативно принимать решения по корректировке траекторий скважин.

Литература

1. Schaaf S., Mallary C. R., Pafitis D. Point-the-bit rotary steerable system: Theory and field results //SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – OnePetro, 2000.
2. Huang W., Wang G., Gao D. A method for predicting the build-up rate of ‘push-the-bit’rotary steering system //Natural Gas Industry B. – 2021. – Т. 8. – №. 6. – С. 622-627.
3. Barr J. D., Clegg J. M., Russell M. K. Steerable rotary drilling with an experimental system //SPE/IADC Drilling Conference. – OnePetro, 1995.
4. Fei L., Xue-ying M., Yu-qi T. Comparison Study of Leading Rotary Steerable System and Future Development Trend //Journal of Physics: Conference Series. – IOP Publishing, 2021. – Т. 1894. – №. 1. – С. 012015.
5. Zhang C., Zou W., Cheng N. Overview of rotary steerable system and its control methods //2016 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation. – IEEE, 2016. – С.1559-1565.

# БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

**Елькин Н.А.**
Научный руководитель доцент М.С. Турбаков
***Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия***

В современное время в нефтяной промышленности наблюдается медленное исчерпание легко добываемых запасов так как большая часть не тронутых запасов находиться в трудно досягаемых районов. Связано это с тем, местность для которых нужно бурить находится в непроходимых местах, из-за которых компаниям не очень выгодно. И как раз использование горизонтальных скважин должно облегчить способ добычи нефти в трудно добываемых районов.

Горизонтальная скважина – такая скважина, имеющая наибольшую фильтрационную зону, обычно она пробуривается вдоль напластования между подошвы залежи газовых и нефтяных под углом 80-100, они имеют более протяженный участок вскрываемого пласта. Установка горизонтальных скважин состоит: хвостовик диаметром 100 мм, эксплуатационная колонна 150 мм, кондуктор 225-550 м и горизонтальный участок длиной от 190 до 490 м.

Особенность ГС скважин в том, что они повышают приток жидкости, а также способны увеличить нефтеотдачу. Многие месторождения начинают использование при разработки своих скважин горизонтальный участок. Повышение нагнетательных скважин для поддержания пластового давления, также ГС может снизить затраты средств на природоохранные зоны, уменьшение обводненности залежи. Горизонтальная скважина повышается объем затраченных материалов, но увеличивается количество добытой нефти.

Объектами использования служат зоны трудной проходимости, морские побережья, карбонатные коллекторы с вертикальной трещиноватостью, залежи на поздней стадии разработки, залежи нефти и газа переслаивающие.

***Рис.1. Типовая конструкция ГС с открытым забоем и фильтром хвостовиком***

Недостатки - это большая стоимость по сравнению с вертикальными скважинами, большая продолжительность бурения, большой метраж бурения.

В таких скважинах при строительстве учитывают определенные характеристики пласта. Если пласт толщина которого больше 20 м, то используют выпуклый профиль горизонтального участка, а при меньшем вогнутый. Так же можно использовать волнообразный профиль, но в неоднородном геологическом пласте.

Если в пласте присутствует наличие тонких нефтяных зон или водонефтяных, то при использование скважин с горизонтальным метода бурения, можно получить достаточно хороший коэффициент нефтеизвлечения и это является очень хорошим плюсом, так как выработка запасов является наиболее эффективная.

Если сравнивать горизонтальные скважины с вертикальными, то первые эффективнее использовать в пласте с малой толщиной коллектора.

ГС используют в разном методе бурения. Например: если скважина имеет большой радиус и длинный ГУ то она используется в кустовом бурении.

Существуют скважины которые наиболее экономичны их суть в том что они со средним радиусом применяются при бурении одиночных скважин восстанавливающие добычные возможности некоторых участков залежи.

С малым радиусом скважины используются на предприятиях которые находятся на поздней стадии разработки. Бурение с малым радиусом и большим требует специального оборудования.

Помимо ГС существует скважины так называемые многозабойные они отличаются тем, что в нижней части находиться волнообразный ствол, который вскрывает продуктивный пласт.

Стволы МЗС есть несколько типов: параллельные, вертикальные и ответвляющие на различную высоту от подошвы пласта.

Многозабойные скважины наиболее рационально использовать в пластах с пониженным пластовым давлением, высоковязкими парафинами и залежах с более высокой нефти выработкой.

С начало двухтысячных годов начинают применять технологии вскрытия пластов неглинистых буровыми растворами в состав которых входит биополимерные системы разных составов.

При первых испытаниях эти растворы показали наиболее хорошие результаты. Благодаря данным растворам коэффициент продуктивности смогли увеличить от двух до семи раз по сравнению с классическими методами бурения.

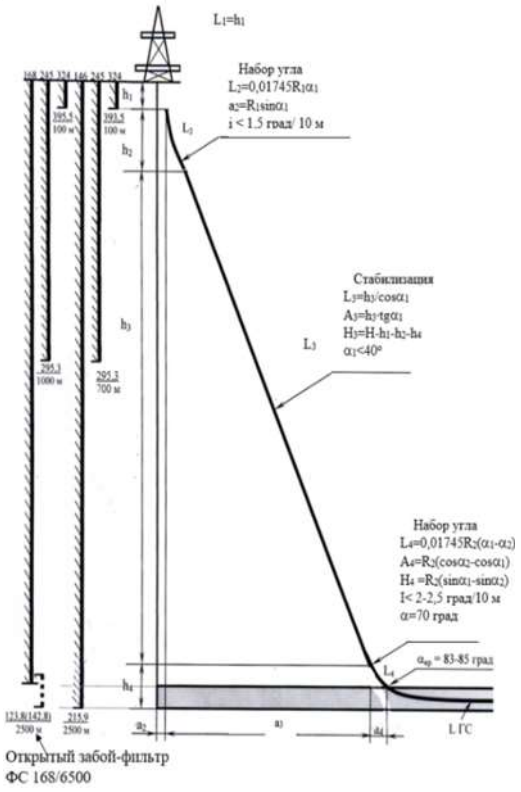



***Рис. 2. Схема профиля и конструкции скважины***

При заметно невысокой обводненности продукции, данные скважины при эксплуатации конструкции смогли показать высокую эффективность технологический решений.

Постройку скважин смогли уменьшить в два раза при бурении на глубину 2700 м. Эту установку используют для бурения продуктивных пластов.

Во время работы станции есть кое-какие недостатки. При измерении промывочной жидкости датчики работали не стабильно.

Технология с применением телесистем с установленными зондами начали использовать в бурении ГС.

В данной технологии есть проблемы с применением телесистем: при бурении в вертикальном положении ствол самой скважины очень сложно удержать, из-за того, что долото, датчик отдалены то и предугадать угол на забое невозможно.

Данную проблему можно решить если включить в установку датчик ЗУ (зенитный угол), находящихся в двигатель забоя.

Сам профиль скважины может состоять из двух частей это сам ГУ участок и направляющая его часть.

При их строительстве смогли установить определенные пункты:

-в работе были задействованы системы с зондами, можно сократить использование до 2-3 каротажей, благодаря такой технологии можно уменьшить время установки ГС на 3 и 6 дней;

-было установлено наиболее подходящая траектория для бурения так называемся волнообразная, с вертикальными колебаниями 2-5 м;

-новые телесистемы позволяют оперативно скорректировать направление горизонтальной части ствола в зависимости от того, чем насыщен коллектор.

-затраты на материалы при бурении, но при этом увеличивается добыча нефти на месторождении; телесистемы позволяют оперативно скорректировать направление горизонтальной части ствола в зависимости от того чем насыщен коллектор, и увеличить приток нефти к стволу скважины за счет увеличения давления.

***Таблица***

***Эффективность горизонтальных скважин***

| Удельных дебит, м$^3$/сут*м | Длина ГУ скважины, м | Дебит, м$^3$/сут |
|---|---|---|
| 770 | 777 | 200 |
| 1002 | 1002 | 300 |
| 1270 | 1270 | 400 |

Вывод:

1) Дебит ГС в 6 раз превышает дебит вертикальных. То-есть горизонтальные скважины наиболее эффективнее, не считая того факта, что стоимость ГУ выше, чем у вертикальных скважин;

2) При увеличении длины горизонтального ствола дебит будет расти не линейно, то есть слишком протяженные ГС бурить не нужно.

Литература

1. Андреичев В. Л. Изотопная геохронология ультрамафит-мафитовых и гранитоидных ассоциаций восточного склона Полярного Урала. – 2004.
2. Бежаев М. М. Флишевая и орогенная формации восточного склона Урала. – Сред.-Урал. кн. изд-во, 1978.
3. Басаргин Ю. М. Строительство наклонных и горизонтальных скважин = Construction of downward sloping and horizontal [Текст] / А. И. Булатов, В. Ф. Будников, В. Г. Гераськин. – М.: Недра – 2012. – 262 с.
4. Будников В. Ф. Основы технологии горизонтальных скважин [Текст] / Е. Ф. Проселков, Ю. М. Проселков. – 2008. – 424с.
5. Белонин М. Д., Смирнов С. В., Плотников А. А. Механизм формирования крупной зоны газонакопления в промежуточном комплексе севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – №. 4. – С. 11-16.

6. Бембель Р. М., Мегеря В. М., Бембель С. Р. Поиски и разведка месторождений углеводородов на базе геосолитонной концепции дегазации Земли //Геология нефти и газа. – 2006. – №. 2. – С. 2-8.
7. Галимов А.А. Геология и нефтегазоносность Западно -Сибирской нефтегазонсной провинции. // Наука через призму времени. – 2019. – №4. – С. 25.
8. Нескромных, В.В. Бурение скважин. / В.В. Нескромных. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2014. – 400 с.

## УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ НА ОСНОВЕ ИНТЕРАКТИВНОЙ БАЗЫ ДАННЫХ

**Зотов З.Г., Попова М.С.**
Научный руководитель профессор В.В. Нескоромных
***Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия***

Современные требования к бурению скважин основываются на повышении скорости и качества проводимых работ при минимальных затратах. Одним из важных направлений развития техники и технологии бурения является разработка бурового инструмента, обладающего высоким ресурсом и позволяющего реализовывать необходимые скорости проходки скважин. Реализация в полной мере потенциала бурового инструмента возможна при рациональном управлении технологией его применения. Главной задачей такого управления является оптимизация показателей механической скорости бурения и возможностей инструмента.

Осуществление управления бурением основанного на оптимизации параметров процесса возможно путем применения метода полного факторного эксперимента, позволяющего, при наличии базы данных, составлять математические модели зависимостей технико-экономических показателей от параметров режима бурения [1]:

$$\begin{aligned} v_{\text{б}} &= A + B\cdot P_{\text{ос}} + C\cdot\boldsymbol{\omega} + D\cdot Q + E\cdot P_{\text{ос}}\cdot\boldsymbol{\omega}\cdot Q; \\ h_{\text{о}} &= F + G\cdot P_{\text{ос}} + H\cdot\boldsymbol{\omega} + K\cdot Q + L\cdot P_{\text{ос}}\cdot\boldsymbol{\omega}\cdot Q; \\ N/v_{\text{б}} &= M + S\cdot P_{\text{ос}} + R\cdot\boldsymbol{\omega} + T\cdot Q + W\cdot P_{\text{ос}}\cdot\boldsymbol{\omega}\cdot Q, \end{aligned} \quad (1)$$

где $v_б$ – механическая скорость бурения; ω – частота вращения породоразрушающего инструмента; $P_{ос}$ – осевая нагрузка; $h_о$ – углубление за один оборот; $N/v_б$ – энергоёмкость процесса разрушения горной породы; $N$ – мощность, потребляемая на разрушение горной породы на забое скважины; $A, B, C, D, E, F, G, H, K, L, M, S, R, T$ – коэффициенты, полученные по методике полного факторного эксперимента.

Получаемые модели (1) облегчают выбор режима бурения, соответствующего горно-геологическим условиям и типу инструмента [3]. Оптимально подобранные параметры $P$, $\omega$ и $Q$ позволяют, придерживаясь максимально возможной скорости бурения $v_б$, сохранять ресурс инструмента и минимизировать энергоемкость процесса.

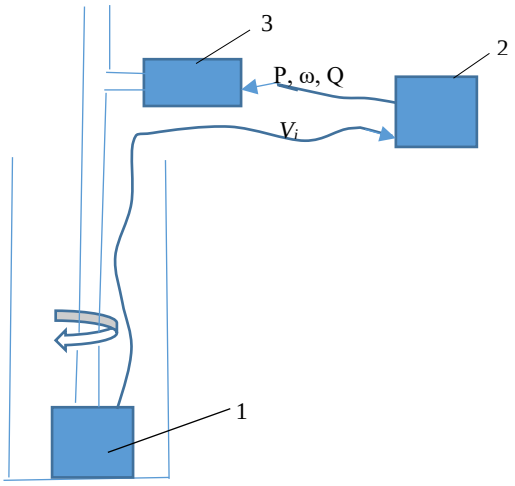



***Рис. 1. Схема взаимодействия блоков управления процессов бурения: 1 - забойные датчики; 2 – компьютер; 3 – буровая установка***

Особенно актуален такой подход в случае применения алмазного бурового инструмента, преждевременный износ которого значительно отражается на технико-экономических показателях бурения. В этом случае в качестве критерия оптимизации рационально применение показателя углубления за оборот (hоб), являющегося обратной величиной RPI, рекомендованного производителем инструмента.

Реализация предложенного метода управления бурением на производстве облегчается применением последних достижений компьютерных технологий. Установив соответствующие забойные датчики, связанные с ПК, на основе разработанного программного обеспечения [2], появляется возможность сбора данных о значении

механической скорости бурения, потребляемой мощности и углубления за оборот в режиме реального времени. Фиксируя в исследуемый момент времени величину осевой нагрузки, частоты вращения и подачи промывочной жидкости, компьютерная программа интерактивно строит модели, отражающие зависимости полученных данных (1), осуществляет их анализ и на основании полученных результатов отдает сигнал о необходимости изменения режимов бурения (рис.1).

Анализ осуществляется путем графической интерпретации моделей (1). Задав граничные значения $h_{об}$ и $v_б$, на полученных графиках осуществляется поиск области оптимального режима работы породоразрушающего инструмента. Алгоритм управления процессом бурения должен основываться на достижении наилучших результатов. Для этого выделение области оптимальных значений достигается путем построения графиков, отражающих условия реализации максимально возможной ($V_б$(max)) и минимально допустимой ($V_б$(min)) механической скорости бурения и графиков, отражающих условия достижения максимально возможного ($h_o$(max)) и минимально допустимого углубления за оборот ($h_o$(min)) (рис.2). Пересечение данных графиков ограничивает область оптимального режима бурения.

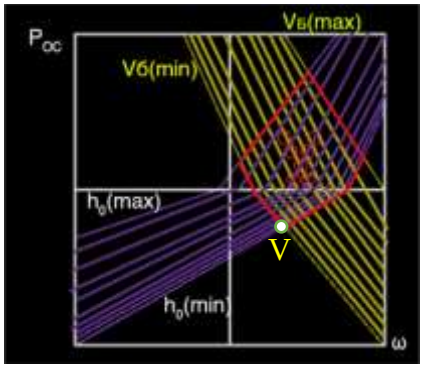



***Рис. 2. Графическая интерпретация модели (1) и поиск области оптимального рема бурения***

Управление осуществляется в пределах выделенной зоны и заключается в следующем. В текущий момент времени величина механической скорости бурения, зафиксированная забойными датчиками, сравнивается с величиной этого показателя в предыдущий момент времени, взятой из базы данных компьютера. В зависимости от ситуации программное обеспечение компьютера дает сигнал о необходимости регулирования значений осевой нагрузки, частоты вращения и подачи промывочной жидкости так, чтобы при меньшем износе инструмента достигалась максимально возможная скорость бурения. Например, в случае, если значение механической скорости бурения в текущий момент времени меньше величины этого показателя в предыдущий момент, программой фиксируется снижение механической скорости бурения, на что откликом является понижение частоты вращения и повышение осевой нагрузки. Степень изменения показателей режима бурения определяется математическими моделями (1). Далее цикл повторяется. В случае, если величина механической скорости непрерывно продолжает снижаться, регулируется критерий оптимизации – $h_o$. Показатель углубления за оборот снижается и цикл перемещается на нижележащую линию, соответствующую графику $h_i$ (рис. 1). Так происходит до тех пор, пока значение механической скорости не достигнет значения рейсовой скорости (точка $V_p$, рис. 1), что означает полный износ породоразрушающего инструмента.

Все описанные показатели снимаются в режиме реального времени в моменты, заранее определенные временным шагом. Промежуточные результаты и отклики на них непрерывно сохраняются программой в интерактивную базу данных. Такое накопление информации в дальнейшем способствует увеличению скорости реакции программного обеспечения на аналогичные условия течения процесса бурения.

Литература

1. Нескоромных В. В., Попова М. С. Разработка методики управления процессом бурения на основе комплексного анализа критериев //Записки Горного института. – 2019. – Т. 240. – С. 701-710.
2. Нескоромных В. В. и др. Алгоритм управления системой алмазного бурения //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – №. 2. – С. 81-89.
3. Нескоромных В. В. и др. Методика управления процессом бурения и экспериментальные исследования сил сопротивления при бурении долотами с резцами PDC //Записки Горного института. – 2020. – Т. 245. – С. 539-546.

# СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ВСТАВНЫХ КОМПОЗИТНЫХ ЗУБКОВ ШАРОШЕК БУРОВЫХ ДОЛОТ

**Ицкович Д.К.**

Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко

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

Современные шарошечные долота по эффективности разрушения горных пород, а также по устойчивости бурового инструмента являются слабым звеном бурового оборудования [3]. Учитывая, что буровой инструмент является инструментом разового использования, в работе которого принимает участие только выступающая рабочая часть зубьев, серийно изготавливаемых из дорогих и дефицитных вольфрамокобальтовых сплавов ВК4-В, ВК8-ВК, ВК8-8К, ВК11-8К высокой твердости, возникает необходимость в поиске альтернативных материалов для режущей части вставных зубьев шарошек буровых долот (ШБД) с соответствующими физико-механическими свойствами [1]. Поэтому создание принципиально новых технологических процессов изготовления зубков ШБД актуально.

Суть предлагаемой технологии изготовления вставных зубков ШБД заключается в использовании отходов (стружки) долотной (хромоникелевой) стали как матрицы, так и армиторов (испеченных карбидов вольфрама и карбидов титана на матричной основе из феррохрома).

Для получения матричного расплава предлагается использование литейного оборудования для электрошлакового переплава. Электрод производится в виде трубной катанки из хромоникелевой стали и заполняется спеченными гранулами, полученными из отходов карбидов титана и вольфрама, в результате срабатывания режущего инструмента в механической обработке. Отходы сменных многогранных неперетачиваемых твердосплавных пластин размалываются в шаровых мельницах для получения зерен определенной фракции.

Полученный порошок с зернами определенной фракции необходимо смешать с порошком титана и феррохрома карбидов в соотношении, которое обеспечит удельный вес матрицы композитного зубка ШБД [2].

Используя технологию электрошлакового переплава, можно получить из хромоникелевой стружки и твердосплавных пластин, вышедших из строя резального инструмента механической обработки вставные композитные литые зубки ШБД. Для совершенствования технологического процесса и улучшения структуры материала вставного композитного зубка (получение мелкозернистой структуры и равномерного размещения армиторов в теле матрицы) рекомендуется во время процесса кристаллизации расплава накладывать магнитное поле. Следует заметить, что собственное магнитное поле обеспечивает возможность передачи значительного импульса энергии технологической системе и, как следствие, возможного создания на уровне микро- и макроструктуры композитного материала "хромоникелевая сталь - твёрдый сплав" практически заданных градиентов скоростей для необходимого частичного растворения армиторов и получения необходимых физико-механических свойств материала вставного зубка ШБД.

На основе теоретических исследований определены параметры термического цикла армирования под действием магнитного поля. Для типоразмеров зубьев КМ25, КМ70 - рекомендуемая температура сплавления электрода составляет 1647° С, магнитная индукция в пределах 0,02 – 0,1 Тл, количество твердого сплава на одну заготовку 4,7 – 19,5 г, скорость подачи электрода 35 г/с; скорость твердого сплава – 5 г/с.

На основе проведенных расчетов режимов термического цикла под действием магнитного поля разработана технология изготовления вставных зубчатых композитных ШБД с целью обеспечения долговечности бурового инструмента.

Литература

1. Абубакиров В. Ф. и др. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент //М.: ОАО Издательства «Недра. – 2003. – Т. 494. – С. 13.
2. Васильев В. В. Композитные материалы: Справочник / В. В. Васильев, В. Д. Протасов, В. В. Болотин и др. -М. Машиностроение, 1990. -512с.
3. Кершенбаум В. Я, Шарошечные долота. Международный транслятор - справочник: Международная инженерная энциклопедия / [Под. науч. ред. В. Я. Кершенбаумана, А. В. Торгашова]. - М.: Недра, 2000. 245 с.

## БУРЕНИЕ СКВАЖИН ТЕХНОЛОГИЕЙ FISHBONE КАК АНАЛОГ ПРОВЕДЕНИЮ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

**Кривцов С.А.**
Научный руководитель преподаватель Т.И. Альмендингер
***Томский политехнический техникум, г. Томск, Россия***

В условия современного рынка и постепенного истощения месторождений, нефтяные компании вынуждены разрабатывать и внедрять современные технологии на своих месторождениях. Однако, при разработке необходимо учитывать не только повышение экономической эффективности и производительности, но и соблюдение экологических норм при бурении, разработке и технологических операциях, проводимых со скважинами.

Самый популярный метод повышения дебита скважины – гидравлический разрыв пласта. Суть этого метода во введении технологической жидкости (сжиженного газа) в коллектор под давлением, способным разрушить структуру пласта, увеличивая размер и количество трещин. Проницаемость на забое скважины стремительно возрастает, и, следовательно, увеличивается приток пластовой жидкости в скважину. Определенно, такой способ несет в себе массу положительных аспектов в виде резкого повышения дебита скважины и низким уровнем обводнённости продукции, однако на ряду с преимуществами, данный способ может иметь значительные отрицательные стороны: возможный вынос проппанта из трещин продукцией в процессе эксплуатации скважины; пониженная проводимая способность трещин вследствие допущенных ошибок при разработке плана гидроразрыва; снижение фазовой проницаемости по нефти в переходных и ненасыщенных зонах пласта; выброс воды из трещины при нахождении в непосредственной близости водонасыщенных слоев; безконтрольное расположение трещин при недостаточном учете неоднородной структуры и анизотропии пласта; кольматация призабойной зоны пласта и резкое повышение степени обводнения скважинной продукции, что может сделать эксплуатацию скважины с гидравлическим разрывом убыточной.

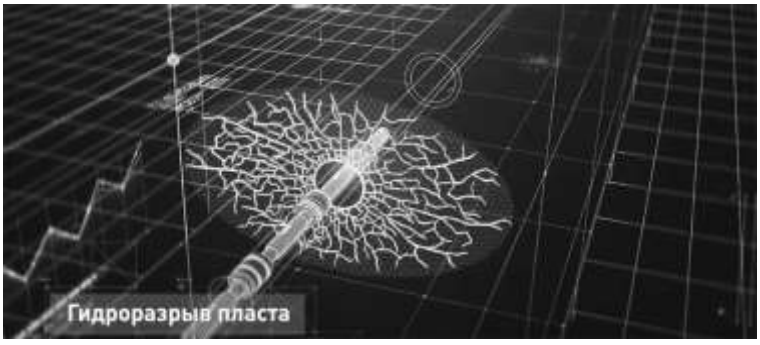



***Рис. 1. Иллюстрация гидравлического разрыва пласта***

Современным и экологичным аналогом гидравлического разрыва пласта является применение технологии бурения скважин Fishbone, разработанной известной норвежской компанией Fishbones, занимающейся технологиями интенсификации притока. Эта технология представляет собой серию многоствольных сегментов, которые вводятся в горизонтальную скважину. Своим названием данный метод обязан визуальной моделью забоя скважины, напоминающей рыбью кость.

***Рис.2. Скважина, оборудованная технологией fishbone***

Система интенсификации притока «фишбон» идеально подходит для низкопроницаемых нефтяных и газовых коллекторов на суше, а также для повышения продуктивности скважин и доступа к сложным геологическим формациям, нетрадиционным коллекторам. Технология предлагает альтернативное решение, которое является как безопасным, так и экономичным. Технологии интенсификации притока методом «фишбон» не только опробованы в полевых условиях, но и активно применяются в терригенных, карбонатных коллекторах, а также для извлечения метана из угольных пластов. Технология предназначена для улучшения стимуляции пласта, обеспечивая точность технологий цементирования и перфорации, эксплуатационную эффективность щелевых хвостовиков в открытом стволе.

Данная система устанавливается вместе с хвостовиком в открытом забое скважины, а переводники с «иглами» размещаются таким образом, чтобы они попадали в области желаемой интенсификации. Поток бурового раствора под давлением около 2,1 т/м$^2$ запускает процесс вскрытия одновременно большого количества ответвлений малого диаметра из ствола скважины в пласт. Ответвления образуются, когда поток технологической жидкости проходит через турбину и приводит в движение буры малого диаметра, которые проникают в пласт. Ответвления проходят от каждого переводника, что позволяет пропустить от двухсот ответвлений на протяжении вскрытого продуктивного горизонта. Основной особенностью данной технологии является точная и управляемая интенсификация в производительности скважины, за счет объединения ствола скважины и коллектора сотнями ответвлений. Каждое ответвление имеет длину от 10 до 12 метров.

***Рис.3. Переводник fishbones с иглами***

Применение технологии «Фишбон» имеет ряд плюсов. Среди них – бурение до глубины промышленной зоны проводится один раз, а затем добавляются боковые ветви; увеличение дебита может происходить за счет создания отходящих ветвей в разных направлениях без необходимости проведения высокозатратных буровых работ; повышенный контроль охвата разрабатываемого месторождения; разработка месторождений, считавшихся убыточными может им дать вторую жизнь переводя в статус экономически выгодных.

Проводя сравнительный анализ приведенных в статье способов интенсификации притока следует отметить, что технология фишбон, помимо описанных преимуществ, требует значительно меньших временных и ресурсных затрат. Стоимость такой скважины, по сравнению со стоимостью стандартной горизонтально-направленной, больше на 130 %, при увеличении добычи продукции на 398 %, а время, необходимое для создания ответвлений, занимает всего несколько часов. Проведение гидравлического разрыва пласта может занимать от нескольких дней до нескольких недель и требует большого количества персонала и специализированной техники.

В России технология фишбон получила распространение на Восточно-Мессояхском месторождении ПАО Газпром, где активно применяется для разработки скважин в условиях крайнего севера со сложными геологическими условиями в связи с непосредственной близостью водных горизонтов, а также с залеганием значительной части флюида в изолированных ловушках, что делает применение технологии гидроразрыва невозможным. Эффективность приведенной технологии подтверждается наращиванием добычи с 3.2 млн.т. жидких углеводородов до 6.5 млн.т. в период с 2017 по 2020 год, что делает её несомненно лучшим аналогом гидравлическому разрыву пласта не только по экологичности, но и по экономической составляющей.

Литература


1. Информационный портал «Нефть капитал» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://oilcapital.ru/article/general/19-02-2021/gidrorazryv-plasta-i-okruzhayuschaya-sreda-mify-i-realnost.
2. Информационный портал зарубежных новостей с нефтегазовой сфере «Egypt Oil & Gas» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://egyptoil-gas.com/features/the-fishbone-technology-to-use-or-not-to-use/.
3. Официальный сайт компании «Fishbones» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.fishbones.as/stimulation.
4. Коршунов, Е. С. Конструкции скважин по технологии “FISHBONE”: материалы из журнала «Международный студенческий научный вестник». – 2020. – № 3
5. Соловьев Э.Ф., Варламов С.Е. Скважинные фильтры / Оборудование для нефтегазового комплекса, 2008. –14 с.

## ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУР БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С ДОБАВКАМИ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ЛИГНИНОВ

**Кулаков А.С.**
Научный руководитель старший преподаватель Е.И. Михиенкова
***Сибирский Федеральный университет, г. Красноярск, Россия***

Российская Федерация занимает ведущее место в мире по заготовке и переработке древесины. Ее обработка преследует образование десятков миллионов тонн отходов, включая кору, опилки, гидролизный лигнин и др.

В настоящее время отсутствуют эффективные промышленные технологии комплексной и экологически безопасной переработки гидролизного лигнина в ценные продукты. Предлагаемым подходом является использование отходов деревоперерабатывающей промышленности в процессах бурения нефтяных и газовых скважин.

Для снижения показателя фильтрации, регулирования реологических свойств технологических жидкостей, особенно в условиях полиминеральной агрессии и повышенных температур (более 150 °С), используют химические реагенты на основе лигносульфоната – побочного продукта переработки лигнина древесины при производстве целлюлозы сульфитным способом [1,2,3]. Наиболее эффективными реагентами, снижающими показатели вязкости и фильтрации буровых промывочных жидкостей (глинистых растворов), являются лигносульфонаты, матрица которых модифицирована катионами металлов [2,4]. Лигносульфонаты, содержащие токсичный хром, являются эффективными дефлокулянтами [5].

Были использованы добавки исходного гидролизного лигнина, лигнина, обработанного 2 % раствором NaOH, лигнина, окисленного 25% раствором пероксида водорода в присутствии 2% серной кислоты и лигнина, обработанного 2% раствором NaOH и далее окисленного раствором пероксида водорода, что показано в таблице 1.

В качестве базовой модели бурового раствора использовался глинополимерный раствор на водной основе. Детали методики приготовления буровых растворов описаны в работе [6].

***Таблица 1***

***Характеристики образцов гидролизного лигнина***

| № образца | Образец | Выход, % по массе | $S_{окт}$, % по массе |
|---|---|---|---|
| 1 | Исходный гидролизный лигнин | - | 4,6 |
| 2 | Гидролизный лигнин, обработанный NaOH | 87,2 | 23,1 |
| 3 | Гидролизный лигнин, окисленный пероксидом водорода | 75,4 | 68,9 |
| 4 | Гидролизный лигнин, обработанный NaOH и окисленный пероксидом водорода | 68,3 | 77,3 |

Методом рентгенофлуоресцентного анализа был определен микроэлементный состав компонентов бурового раствора, показанный в таблице 2. Показано, что содержания хрома и марганца во всех компонентах бурового раствора находятся на уровне фоновых.

Методом рентгенофлуоресцентного анализа также определены значения статической обменной емкости образцов исходных и модифицированных гидролизных лигнинов по катионам кальция и железа.

***Таблица 2***

***Микроэлементный состав компонентов бурового раствора, мг/дм³***

| Образец | Ca | Fe | Cr | Mn |
|---|---|---|---|---|
| Глина | 145 | 590 | 30 | 30 |
| Лигнин*: 1 | 410 | 300 | 30 | 30 |
| 2 | 340 | 290 | 30 | 35 |
| 3 | 140 | 200 | 30 | 35 |
| 4 | 135 | 290 | 30 | 35 |
| *1–4 – номер образца. | | | | |

Значительное снижение эффективной вязкости наблюдается при добавках окисленных лигнинов. Особенно это проявляется для образца лигнина, окисленного после его предварительной обработки NaOH (рисунок 1).

Добавка окисленных лигнинов с концентрацией 5 мас. % приводит практически полному разжижению глинополимерного раствора (рисунок 2).

Раствор становится фактически ньютоновской жидкостью. Поэтому применение добавок гидролизного лигнина при концентрациях выше 2 мас. % для снижения вязкости буровых растворов нецелесообразно (рисунки 3,4).

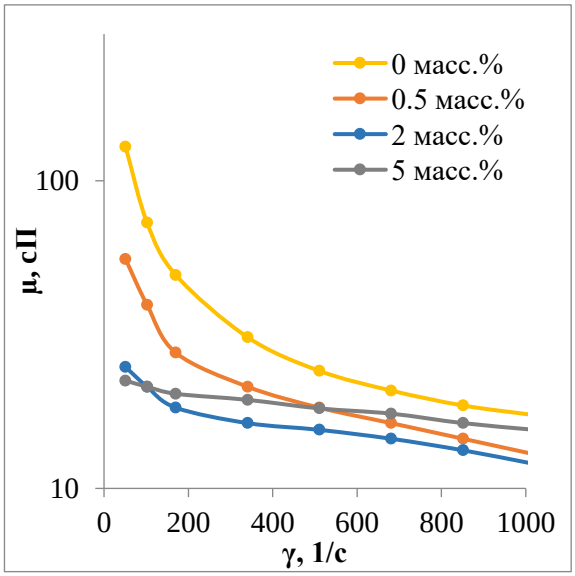



*Рис.1. Зависимость вязкости μ глинополимерного раствора (0,1 % по массе гамаксана) от скорости сдвига γ для образца лигнина окисленного после обработки NaOH*

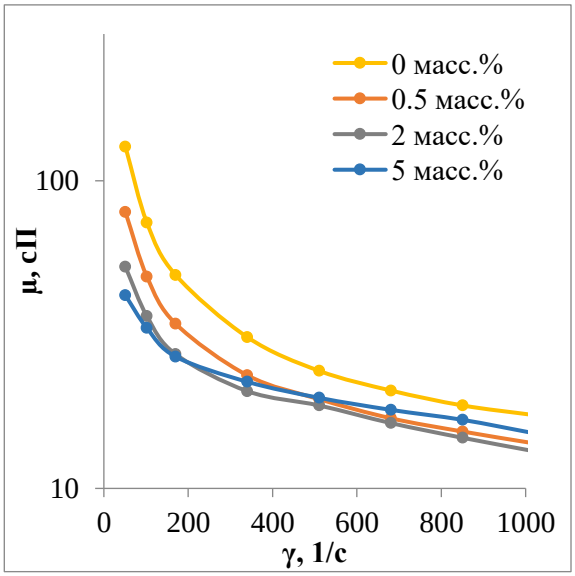



*Рис. 2. Зависимость вязкости μ глинополимерного раствора (0,1 % по массе гамаксана) от скорости сдвига γ для образца окисленного лигнина*

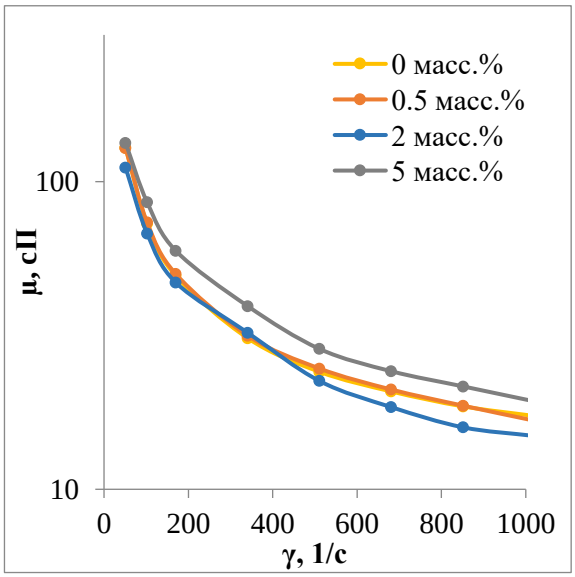



*Рис. 3. Зависимость вязкости μ глинополимерного раствора (0,1 % по массе гамаксана) от скорости сдвига γ для образца исходного лигнина*

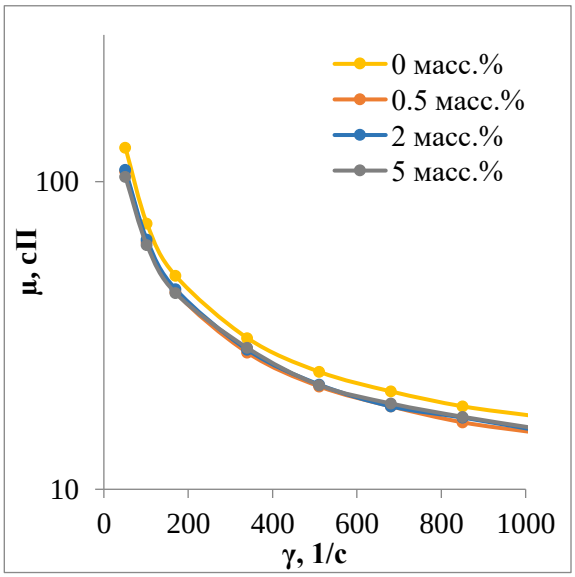



*Рис. 4. Зависимость вязкости μ глинополимерного раствора (0,1 % по массе гамаксана) от скорости сдвига γ для образца лигнина обработанного NaOH*

Таким образом, проведенное исследование продемонстрировало перспективу применения модифицированного гидролизного лигнина в качестве добавки к глинистым буровым растворам на водной основе.

Литература

1. Ангелопуло О. К. Кальциевые глинистые растворы. – 1962.
2. Боголицын К.Г. Теория и практика применения метода косвенной оксредметрии для оценки редокс-состояния лигнина / К.Г. Боголицын, А.М. Айзенштадт, В.Г. Крупчак // 7 Всесоюзная конф. по химии и использованию лигнина: тезисы докл. - Рига: Институт химии древесины, 1987. - С. 29-30.
3. Боголицын К. Г., Резников В. М. Химия сульфитных методов делигнификации древесины //М.: Экология. – 1994.
4. Гаврилов Б.М. Лигнополимерные реагенты для буровых растворов. Краснодар, 2004. 523 с.
5. Гравитис Я. А. Строение лигнина как полимера. Структура и образование лигнина с точки зрения теории ветвящихся процессов / Я.А. Гравитис, В.Г. Озоль-Калн ин // Химия древесины. - 1977. - No 3. - С. 24-30.
6. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. М.: Недра, 1972. 392 с

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПОНИЗИТЕЛЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ НА ОСНОВЕ ПОЛИСАХАРИДНЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

**Кушнер Л.Е., Минаев К.М.**
Научный руководитель доцент Минаев К.М.
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Растворы для первичного вскрытия продуктивного пласта имеют важное значение в сооружении скважин на нефть и газ. При заканчивании скважин буровой раствор может негативно повлиять на коллекторские свойства продуктивного пласта. Если степень физико-химического взаимодействия системы «буровой раствор – продуктивный пласт» будет высокой, это может привести к закупориванию пласта полимерами, входящими в состав раствора. Поэтому используются специальные растворы, предназначенные для вскрытия продуктивных горизонтов, называемые растворами первичного вскрытия (РПВ) [3]. Для качественного выполнения поставленных задач, к РПВ предъявляются требования:

Максимальная защита коллектора от загрязнения.

Обеспечение эффективной очистки горизонтального и наклонного участков скважины от выбуренного шлама.

Защиту коллектора от загрязнения обеспечивает коэффициент фильтрации (API), значение которого необходимо учитывать, как в устьевых, так и в пластовых условиях.

Практическим путём было выявлено [5], что стандартный показатель динамического напряжения свига (ДНС) не является прямым показателем скорости осаждения частицы шлама в скважине при турбулентном режиме течения потока бурового раствора. В связи с этим, требуется получение вязкоупругого реологического профиля для обеспечения качественного выноса шлама.

Появляется цель проанализировать влияние различных понизителей фильтрации на реологические и фильтрационные свойства бурового раствора, используя нестандартное для традиционного исследования оборудование. Для решения этой цели поставим ряд задач:

проанализировать фильтрационные и реологические свойства различных РПВ до и после термостарения;

проанализировать влияние различных понизителей фильтрации и термического старения на вязкоупругий реологический профиль (ВНСС);

сравнить целесообразность использования различных понизителей фильтрации для приготовления РПВ.

Основой для проведения эксперимента является биополимерный буровой раствор, в состав которого входит: 0,5 г/л NaOH, 80 г/л KCl, 4 г/л ксантановой смолы («ОНК», Китай), 50 г/л карбоната кальция размером 10 микрон. Помимо перечисленных реагентов в буровой раствор поочередно вводились исследуемые понизители фильтрации в концентрации 10 г/л, они предствлены следующими реагентами:

- модифицированный крахмал Реатрол (ООО «Технологическая компания Шлюмберже»);
- модифицированный крахмал Флотрол (Компания «M-I SWACO»);
- модифицированный карбоксиметилированный крахмал КМК (синтезирован в НИ ТПУ);
- модифицированный крахмал Термпак (ООО «Технологическая компания Шлюмберже»);
- полианионная целлюлоза ПАЦ НВ (ООО «Геотехновации»).

Эффективность понизителей фильтрации и их совместимость с другими реагентами, входящими в состав бурового раствора, оценивалась при стандартных условиях (17 °C). Приближение к забойным условиям осуществлялось путем проведения теста термического старения при температуре 85 °C на протяжении 16 часов.

Измерение реологических и фильтрационных характеристик буровых растворов проводилось по стандартной методике API 13B-1 [6] для полевых испытаний. Так как ДНС не коррелирует со скоростью осаждения шлама, добавим измерение параметров бурового раствора при низких скоростях сдвига (ВНСС) на вискозиметре Брукфильда. Также используем стандартное оборудование: вискозиметр атмосферный OFITE, модель 900; фильтр - пресс низкого давления OFITE, вальцовая печь OFITE.

Для снижения погрешности измерений используем 3 дня для измерений:

1. Определение параметров бурового раствора в стандартных условиях (17±1˚C).
2. Полное повторение первого дня.
3. Определение параметров бурового раствора в стандартных условиях (17±1˚C) после термостарения (85°C на протяжении 16 часов).

Согласно полученным результатам наиболее высокие значения реологических параметров, в том числе кажущейся вязкости (КВ), пластической вязкости (ПВ), динамического напряжения сдвига (ДНС) были получены при добавлении в биополимерный буровой раствор реагента ПАЦ НВ (табл.1). Чуть меньшее влияние на вязкость раствора оказали: Термпак, КМК, Флотрол, наименьший эффект – Реатрол (табл.). Данные результаты могут быть обосновываны наличием отрицательно заряженных карбоксиметильных функциональных групп у реагентов ПАЦ НВ, КМК, Термпак и Флотрол. Это может способствовать их лучшему растворению в буровом растворе. Значительное влияние на реологические параметры бурового раствора реагентами ПАЦ НВ и КМК также связано с молекулярной массой исследуемых полимеров. В соответствии с исследованием [2], чем выше молекулярная масса полимера, тем больший эффект он оказывает на реологических профиль бурового раствора. В связи с этим можно предположить, что из всех исследуемых понизителей фильтрации наименьшей молекулярной массой обладают Реатрол и Флотрол. Флотрол и Реатрол – неионогенные реагенты, полученные путем влаготермический обработки кукурузного крахмала. Благодаря данной модификации происходит рассеивание амилозы – остова крахмала, что, в свою очередь, позволяет

крахмалу гидратироваться несмотря на неионогенный характер, пусть и в меньшей степени, чем реагентам, обладающим ионогенными функциональными группами (ПАЦ НВ, КМК, Термпак).

Значительного эффекта на реологические параметры РПВ от воздействия высокой температуры при проведении теста термического старения отмечено не было. Однако, если рассматривать ВНСС, можно заметить некоторые особенности. ВНСС у Реатрола и Флотрола значительно уменьшается (на 20 %) после термостарения. Это может быть следствием деструкции понизителей фильтрации. ВНСС в буровом растворе, содержащем ПАЦ НВ, наоборот, после термообработки увеличивается.

***Таблица***

***Реологические и фильтрационные свойства РПВ при добавлении различных понизителей фильтрации***

| Тип понизителя фильтрации/день исследования | КВ, сП | ПВ, сП | ДНС, фунт/ 100фут$^2$ | СНС$_{10}$, фунт/100 фут$^2$ | СНС$_{600}$, фунт/100 фут$^2$ | Фильтрация, мл | ВНСС$_{60/120/180}$, сП | pH |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Реатрол / 1 | 18,10 | 10,4 | 15,4 | 6,9 | 9,8 | 8,0 | 20933/21733/21600 | 9,52 |
| Реатрол / 2 | 17,60 | 10,0 | 15,2 | 7,0 | 9,7 | 8,2 | 20267/20933/20933 | 9,03 |
| Реатрол / 3 | 16,45 | 8,8 | 15,3 | 7,5 | 10,3 | 8,2 | 16400/16933/17200 | 9,00 |
| Флотрол / 1 | 21,00 | 12,3 | 17,4 | 8,0 | 10,9 | 8,8 | 27467/28133/28133 | 9,80 |
| Флотрол / 2 | 20,60 | 10,9 | 19,4 | 7,8 | 10,5 | 8,4 | 24667/25333/25467 | 9,74 |
| Флотрол / 3 | 20,65 | 10,2 | 20,9 | 8,5 | 11,0 | 8,2 | 20000/20800/21067 | 8,75 |
| КМК / 1 | 25,95 | 14,4 | 23,1 | 7,6 | 9,9 | 9,8 | 22553/22400/22000 | 9,40 |
| КМК / 2 | 24,40 | 13,1 | 22,6 | 7,0 | 9,7 | 10,0 | 18933/18933/18933 | 8,50 |
| КМК / 3 | 18,35 | 11,2 | 20,3 | 7,0 | 10,1 | 10,0 | 17600/17333/16800 | 8,61 |
| Термпак / 1 | 23,20 | 11,6 | 23,2 | 7,8 | 11,0 | 8,0 | 22400/23067/22933 | 9,90 |
| Термпак / 2 | 23,50 | 12,7 | 21,6 | 8,0 | 10,6 | 8,2 | 20133/21200/21200 | 9,83 |
| Термпак / 3 | 21,05 | 11,1 | 19,9 | 8,6 | 12,0 | 8,0 | 21467/21733/21467 | 9,04 |
| ПАЦ НВ / 1 | 37,10 | 22,6 | 29,0 | 6,9 | 9,9 | 9,6 | 17067/17200/16933 | 10,28 |
| ПАЦ НВ / 2 | 36,85 | 22,3 | 29,1 | 6,4 | 8,5 | 9,6 | 14533/15600/15333 | 10,03 |
| ПАЦ НВ / 3 | 34,80 | 20,5 | 28,6 | 8,3 | 12,3 | 10,4 | 22133/22677/21733 | 9,58 |

Наилучшие результаты по потерям фильтрата бурового раствора были отмечены при добавлении в исходную систему реагентов Реатрол, Флотрол и Термпак (табл.). Как при стандартных условиях, так и после проведения теста термического старения, значения фильтрации для данных систем оказались практически идентичны. При добавлении в биополимерный буровой раствор реагента ПАЦ НВ и КМК отмечены более высокие потери фильтрата. Таким образом можно прийти к выводу, что в биополимерных системах первичного вскрытия наиболее эффективно применять именно крахмалы и их модификации, нежели полианионную целлюлозу. Однако, у КМК, хоть он и имеет крахмальную структуру, замечено снижение фильтрационных характеристик. Предположительно это связано с тем, что КМК и ПАЦ НВ обладают карбоксиметильными функциональными группами и более высокой молекулярной массой по сравнению с другими модификациями кукурузного крахмала.

Наиболее распространенная биополимерная система первичного вскрытия «Flo – Pro», представленная компанией M-I Swaco, включает в свой состав именно модифицированный крахмал. Как утверждается в исследовании [4], наилучшие результаты по реологическим и фильтрационным свойствам биополимерного бурового раствора первичного вскрытия достигаются при совместном использовании реагентов Flo-Vis (ксантановая смола) и Flo-Trol (гидроксипропил крахмал). В текущем исследовании в совокупности с ксантановой смолой применялись различные модификации крахмалов, в том числе и Flo-Trol. При этом потери фильтрата оказались достаточно низкими, что свидетельствует о высокой эффективности данных модификаций крахмалов в растворах первичного вскрытия пласта.

Влияние термического старения на фильтрационные свойства исследуемых рассторов первичного вскрытия не оказалось достаточно существенным. После проведения термообработки под действием 85 °C на протяжении 16 часов не наблюдается роста фильтрата ни в одном из представленных растворов. Что может свидетельствовать о том, что данная температура не влияет на частичное разложение полимеров и, вследствие, на коллекторские свойства пласта.

**Выводы:**

- Наиболее высокие значения реологических параметров в растворе первичного вскрытия пласта были достигнуты при использовании полианионной целлюлозы ПАЦ НВ. Предположительно это связано с тем, что данный реагент обладает карбоксиметильными функциональными группами и более высокой молекулярной массой по сравнению с модификациями кукурузных крахмалов.
- ВНСС у Реотрола и Флотрола снижаются на 20% после термостарения. Это может быть следствием состава данных понизителей фильтрации, поскольку они обладают меньшей молекулярной массой. У ПАЦ НВ, наоборот, после термообработки увеличивается ВНСС. Скорее всего, это вызвано различием структуры данного понизителя фильтрации в сравнении с остальными.
- Фильтрационные свойства в РПВ наиболее лучшим образом проявляют себя при добавлении модифицированных крахмалов: Реатрол, Флотрол и Термпак. В соответствии с литературными данными [4], такой результат связан с синергетическим эффектом от совокупного применения ксантановой смолы и модифицированного крахмала. Совместное использование ксантановой смолы и полианионной целлюлозы (ПАЦ НВ) в биополимерных растворах первичного вскрытия не настолько эффективно.

- Оценено влияние термического старения на растворы первичного вскрытия при добавлении различных полисахаридных реагентов для контроля фильтрации. Воздействие температуры 85 °C не сказывается значительно на фильтрационных свойствах бурового раствора. Однако, после термостарения, ВНСС полианионной целлюлозы ПАЦ НВ повышается, что является хорошим признаком для лучшего удаления шлама при турбулентном режиме потока.

Литература

1. ГОСТ Р 51953-2002. Крахмал и крахмалопродукты. – М.: Стандартинформ, 2005.
2. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов. М.: Недра. – 1985.
3. Масалида И. В. Исследование влияния полисахаридных понизителей фильтрации на реологические и фильтрационные свойства биополимерных буровых растворов первичного вскрытия / И. В. Масалида, А. А. Мельников, К. М. Минаев; науч. рук. К. М. Минаев // 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. 413-414].
4. Петров Н.А., Давыдова И.Н. исследования безглинистой промывочной системы Flo-Pro для бурения горизонтального ствола скважин. Нефтегазовое дело. Том 9, № 3 – 2011.
5. Решения по буровым растворам // http://youtube.com/ URL: https://www.youtube.com/watch?v=Bgq_lcKgxh8 (дата обращения: 19.03.2022).
6. API, R., B-1 Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing Waterbased Drilling Fluid, Fifth Edition – 2019.
7. Mi Swaco. Руководство по буровым растворам для инженеров-технологов. Ред. 2.1. США, 2009. – 992 с.

## ДОБАВКИ НА ОСНОВЕ ПОЛИАКРИЛАМИДА В СОСТАВЕ БУРОВОГО РАСТВОРА

**Маслов С.А.**
Научный руководитель доцент В.Н. Глотова
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

В связи с развитием технологии строительства скважин, увеличивается количество требований, которые предъявляют к промывочным жидкостям, в связи с этим, изменениям подвергаются и их рецептуры, химические и физико-механические свойства. Подобное явление обуславливается необходимостью решения проблем, возникающих при сооружении скважин в сложных горно-геологических условиях (солевая агрессия, неоднородность горных пород, высокие температуры и давления, и т.д.), помимо этого возникает необходимость разработки и применения простых и эффективных систем буровых растворов для масштабного бурения. Все эти факторы обуславливают потребность в разработке методов и средств физико-химического регулирования технологических свойств буровых растворов. Значительную роль при строительстве скважин играет рецептура буровых растворов. Применение буровых растворов, которые соответствуют геолого-техническим условиям бурения, верный выбор химической обработки буровых растворов, являются одними из определяющих качество бурения факторами. Успешность строительства скважины, которая заключается в своевременном предупреждении различных аварийных ситуаций и возможных осложнений, в получении достоверной геологической информации, а также в сохранении проницаемости и других продуктивных характеристик пласта-коллектора, зависит от многих факторов, в числе которых выбор оптимального состава и свойств промывочной жидкости, правильность регулирования качества бурового раствора, а также от технологической грамотности персонала [3].

Под технологическими функциями (свойствами) буровых растворов подразумевается их влияние на эффективность разбуривания горных пород, очистку ствола и забоя скважины, фильтрационные процессы, устойчивость стенок ствола, снижение сопротивления движению бурильного инструмента при его контакте со стенками скважины и фильтрационной коркой, раскрытие и освоение пластов-коллекторов, содержащих флюиды. Буровой раствор в процессе строительства скважины осуществляет ряд функций, которые зависят от сложности процесса бурения: глубина скважины, устойчивость пород стенки скважины, высокие значения давления газа и нефти в разбуриваемых горизонтах. Процесс бурения представляет собой совокупность различных операций, определяющих технологию проходки скважины, поэтому функции называются технологическими [1]. К основным функциям буровых растворов относятся: удаление продуктов разрушения с забоя скважины и их вынос на дневную поверхность; создание противодавления на стенки скважины для предотвращения осыпей и обвалов, а также газонефтеводпроявлений; удержание при остановке циркуляции бурового раствора частиц утяжелителя и выбуренной породы во взвешенном состоянии; образование фильтрационной корки на стенке скважины (кольматирующая способность) для ограничения проникновения фильтрата в пласт.

Буровой раствор – это сложная многокомпонентная комплексная дисперсная система, которая применяется для промывки скважин в процессе бурения. Данная система объединяет эмульсионные, суспензионные и аэрированные жидкости, которые используются для промывки скважины в процессе строительства скважины. Выбор типа бурового раствора, его компонентный состав, а также область его возможного применения осуществляется исходя из ряда геологических условий: величины пластового и горного давления, забойной температуры, физико-химических свойств горных пород и флюидов. Можно выделить две основные группы буровых растворов по типу дисперсионной среды: на водной основе и на неводной основе. Среди растворов на водной основе широкое распространение получили полимерные растворы – растворы, содержащие в своем составе высокомолекулярные полимеры линейного строения. Буровые растворы с добавлением полимеров преимущественно применяют при строительстве скважины в условиях крепких горных пород. Данный тип промывочной жидкости обладает характерными свойствами: высокой гидрофильностью и псевдопластичностью – способностью разжижаться при высоких скоростях сдвига и загустевать при низких [4].

Первый буровой раствор с добавлением полимера был применен в США в середине 50-х годов прошлого века. Он состоял из бентонитового порошка, полимера (сополимер винилацетата и малеиновой кислоты) и кальцинированной соды. Полимер обладал флокулирующими и загущающими свойствами [2]. После этого рецептура полимерных буровых растворов претерпевала множество изменений, в том числе изменялись и применяемые полимеры. Полимеры с длинной цепью и высокой молекулярной массой, в составе бурового раствора, обычно используются для инкапсулирования частиц шлама (предотвращают их диспергирование) и ингибирования сланцев, или для повышения вязкости и снижения показателя фильтрации. Для этих целей доступно множество полимеров, такие как целлюлоза, природные камеди и акриламид.

Полиакриламиды – общее название группы карбоцепных полимеров и сополимеров на основе акриламида (амид акриловой кислоты) и других ненасыщенных амидов. Полимеры и сополимеры акриламида в бурении являются добавками многоцелевого назначения, т.к. они выступают в качестве загустителей, флокулянтов, флотореагентов, диспергаторов, добавок для уменьшения гидродинамического сопротивления жидкостей, шлихтующих добавков, структурообразователей для почв (повышается устойчивость стенок скважин) и др. В нефтехимии полиакриламид рассматривается как полиакриловый стабилизатор, эффективный понизитель фильтрации глинистых буровых растворов. Полиакриламид является эффективным понизителем фильтрации только в глинистых буровых растворах и является малоэффективным в буровых растворах, которые не содержат твердой фазы. Однако в качестве добавки, повышающей вязкость водной фазы, является эффективным и в безглинистых системах, в том числе, в минерализованных водных растворах.

Физическая сущность параметров бурового раствора и их влияние при бурении на функции промывки определяются несколькими характеристиками, среди которых можно выделить: плотность, статическое и динамическое напряжение сдвига, условную и пластическую вязкость, а также показатель фильтрации. В рамках данного исследования были проведены эксперименты для определения влияния полимеров на основе полиакриламида различных производителей на коллоидно-реологические (рисунок 2) и фильтрационные (рисунок 1) свойства бурового раствора. Исследования проводились при н.у.

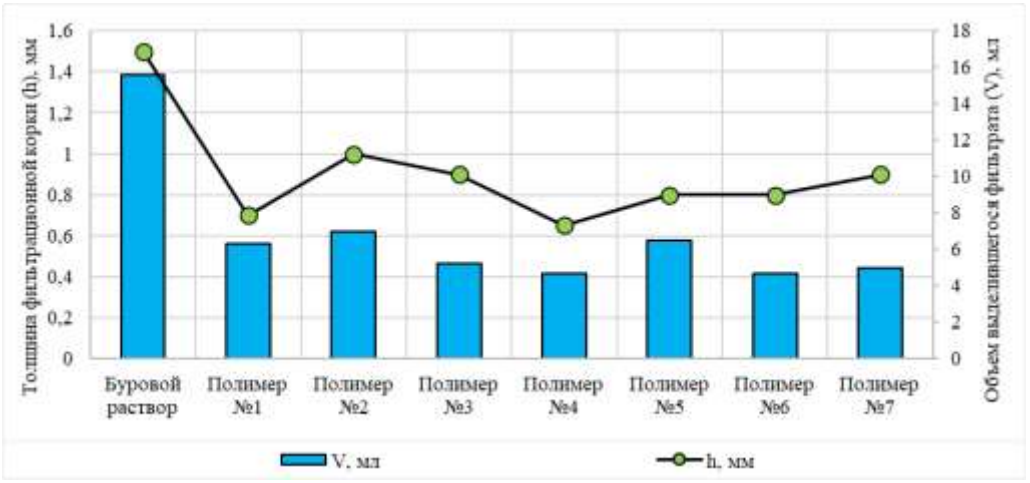



***Рис. 1. Зависимость фильтрационных свойств от полимера***

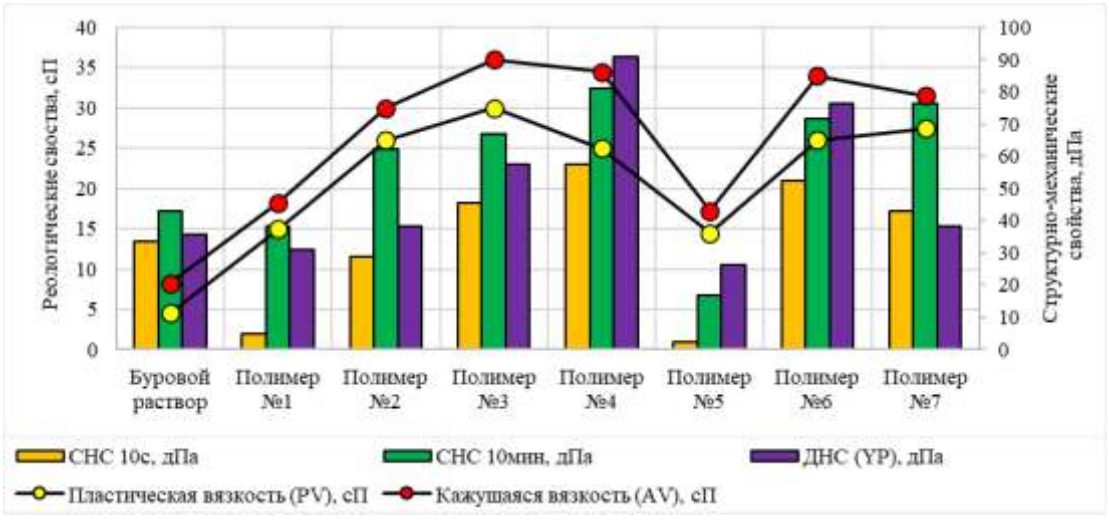



***Рис. 2. Зависимость коллоидно-реологических свойств от полимера***

Была произведена оценка реологических, структурно-механических и фильтрационных свойств буровых растворов с добавлением различных полимеров, т.е производился замер пластической и эффективной вязкости, СНС и ДНС, а также толщины фильтрационной корки и объема выделившегося фильтрата.

По результатам исследования наилучшие результаты показал полимер №4, который представляет из себя частично гидролизованный полиакриламид с высокой молекулярной массой и применяется для инкапсуляции глинистых частиц, т.е. для предотвращения диспергирования выбуренной породы. Помимо этого, данный реагент применяется в качестве флокулянта, регулятора водоотдачи, загустителя и добавки, повышающей смазочную способность промывочной жидкости. Реагент может применяться как добавка для различных типов буровых растворов, в том числе для малоглинистых, утяжеленных и минерализованных буровых растворов.

Литература

1. Бруй Л. К., Шемлей Н. В., Атвиновская Т. В. Буровые и тампонажные растворы. – 2019.
2. Грей Д. Р., Дарли Г. С. Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) //М.: Недра. – 1985. – С. 509.
3. Третьяков И.А Преимущества применения буровых растворов на углеводородной основе при бурении нефтяных и газовых скважин / И.А. Третьяков // Журнал «Трибуна ученого» − 2020 г. – №11 – с 122–128.
4. Фазилова Н.Р. Анализ строения и классификации полимеров и применение их в буровых растворах / Материалы IX Международной научной конференции молодых ученых «Молодые − наукам о земле», г. Москва, 2020 г. − С. 179-183.

## ОПЫТ БУРЕНИЯ НА ДЕПРЕССИИ В ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

**Ортин И.В.**

Научный руководитель Инженер лаборатории геологии ТПУ Коношонкин Д.В.

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

На данный момент в Томской области период добычи легкоизвлекаемых нефтей подходит к завершению. Выработка запасов и изменение состава и физических свойств природных углеводородов связана с данным обстоятельством. В связи с этим было принято решение в изучении залежей древних палеозойских отложений, которые относятся к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ).

Углеводороды палеозойских отложений были обнаружены в Васюганской нефтегазоносной области, их основные продуктивные горизонты приурочены к карбонатным и глинисто-карбонатным отложениям верхнего девоно-карбона, в Арчинском и Урманском локальных поднятиях, благодаря которым были открыты месторождения Урмано-Арчинской группы. В процессе исследования залежей Арчинского месторождения традиционным способом бурения был выявлен определенный ряд проблем, в числе которых:

- высокие поглощения бурового раствора, вызванные обильной трещиноватостью коллектора;

- осыпи и обвалы стенок скважины;

- наличие прихватоопасных зон;

- низкие показатели проходки на долото и механической скорости бурения вследствие повышенного угнетающего давления на забой скважины.

Решение данных проблем было найдено компанией «Газпромнефть-Восток» в 2017 году благодаря технологии бурении скважин на депрессии [2].

Бурение скважин на депрессии или Underbalanced Drilling (UBD) – это метод бурения, при котором к системе в стволе скважины прикладывается отрицательный перепад давления, и пластовое давление превышает давление столба жидкости в стволе скважины. В этих условиях фильтрат или жидкость глушения из бурового раствора не попадает в пласт и не ухудшает свойств пласта. Технология бурения на депрессии снижает до минимума вероятность осыпей, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости, флюидопроявления и других осложнений благодаря возможности эффективного поддерживания (регулирования) заданного дифференциального давления в системе скважина – пласт [1].

Однако для применения данной технологии требуется применять сложное и дорогостоящее оборудование. В целях герметизации устья скважины, чтобы не прекращать процесс бурения и спуско-подъемных операций, используется роторно-устьевой герметизатор. Промывочная жидкость поступает на поверхность благодаря штуцерному манифольду, который позволяет регулировать давление в затрубном пространстве. Измерение всех параметров поступающей жидкости обеспечивают высокоточные расходомеры,

контроль процесса ведется с помощью специальных датчиков, данные с которых обрабатывает специализированное программное обеспечение (рис.). 450 тонн нефти на Арчинском месторождении было получено таким образом еще в процессе строительства скважин. Более того, опытная скважина была введена в эксплуатацию в течение двух дней после завершения бурения, что в восемь раз быстрее, чем обычно. За этот период из первой скважины было добыто дополнительно 2700 тонн сырой нефти [4].

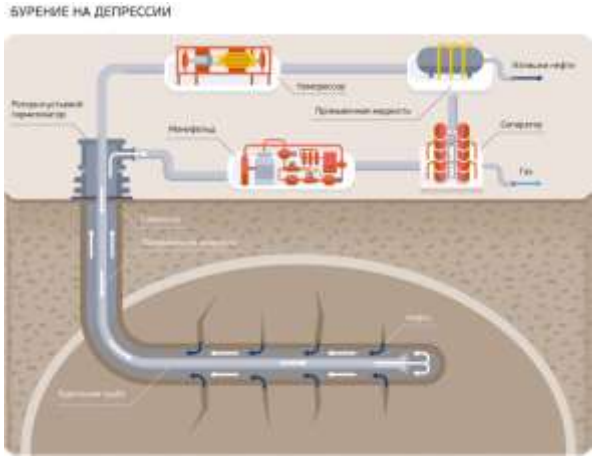



***Рис. Схематическое описание технологии «Бурение на депрессии»***

В первой скважине с применением технологии бурения на депрессии на Арчинском месторождении компании "Газпромнефть Восток" обнаружено 15 продуктивных трещин, что в семь раз больше, чем при традиционных методах бурения. Длина горизонтального участка скважины составляет 770 метров. Для бурения скважины было использовано более 400 тонн оборудования. Полученный дебит в 160 тонн в сутки более чем в два раза превысил средний дебит аналогичных скважин [4].

Также при бурении на депрессии немаловажным фактором является контролирование параметров бурового раствора. При сотрудничестве компаний «M-I SWACO» и «Газпромнефть-Восток» было принято решение применить на Урманском месторождении буровой раствор Drill Plex, который в неподвижном состоянии становится нетекучим. Превращаясь в студенистую массу, раствор заполняет трещины и перестает распространяться по коллектору дальше [3].

Данный буровой раствор состоит из нескольких компонентов:

- GELPLEX (Комплексообразующий агент)
- Кальцинированная сода (Вспомогательный агент для контроля pH и удаления Ca++)
- DRILPLEX (Загуститель)
- FLOPLEX (Основная добавка для контроля фильтрации)
- Каустическая сода (Добавка для контроля pH) [5].

Система DRILPLEX, делая жидкость на водной основе, позволяет свести к нулю кольцевой поток в стволе скважины, тем самым снижая затраты, минимизируя ущерб окружающей среде, уменьшая скручивающие и осевые нагрузки и снижая вероятность эрозии стенок скважины. При низких скоростях сдвига высокая вязкость раствора вызывает пробковый поток в стволе скважины. Этот защитный слой предотвращает эрозию стенок ствола скважины в неустойчивых пластах. Низкие расходы насосов, используемые в системе DRILPLEX, также способствуют стабильности раствора, необходимого для проникновения в слабые или несвязные скальные породы. Эти факторы могут объяснить плохое поглощение бурового раствора, наблюдаемое в некоторых скважинах, пробуренных в трещиноватых пластах.

Анализируя весь собранный материал, можно прийти к выводу: суть технологии «бурение на депрессии» заключается в контроле гидростатического давления промывочной жидкости во время бурения относительно давления в продуктивном пласте во избежание значительного поглощения бурового раствора, что является немаловажным аспектом при работе с трещиноватыми карбонатными коллекторами палеозойских отложений. Данная технология также позволила добиться увеличения длины горизонтального участка и тем самым возрастания зоны охвата части залежи каждой отдельной скважиной.

Литература

1. Neftegaz.ru Бурение скважин на депрессии и репресии [Электронный ресурс]. URL: https://neftegaz.ru/science/development/331508-burenie-skvazhin-na-depressii-i-represii/ (дата обращения: 19.02.2022).
2. Эффективность и развитие. История Арчинского месторождения [Электронный ресурс]. URL: https://obzor.city/article/650222---goluboe-zoloto-s-drevnego-rifa.-istorija-archinskogo-mestorozhdenija (дата обращения: 15.03.2022).
3. www.gazprom-neft.ru Победить палеозой. «Газпромнефть-Восток» успешно осваивает Урманское месторождение [Электронный ресурс]. URL: https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2008-october/1104630/ (дата обращения: 05.03.2022).
4. www.gazprom-neft.ru Сибирская нефть. Бурение на депрессии — современная технология строительства скважин, которая позволяет более эффективно разрабатывать сложные запасы [Электронный ресурс]. URL: https://inlnk.ru/goNDAK (дата обращения: 18.03.2022).
5. Каталог компании «M-I SWACO» Системы буровых растворов и реагенты // 2014. С. 13.

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ АДАПТИВНОЙ СИСТЕМЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ И АВАРИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

**Щербаков Р.Э., Ковалев А.В.**
Научный руководитель доцент А.В. Ковалев
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

С каждым годом истощение легкодоступных запасов углеводородов определяет необходимость разработки месторождений, характеризующихся сложными горно-геологическими условиями. Строительство скважин в данных условиях часто сопровождается различными осложнениями и авариями. Повышенные риски при строительстве скважин обусловлены усложнением конструкции скважины, траекторией ствола, а также горно-геологическими условиями.

Прихват бурильной или обсадной колонны является одной из самых сложных аварий, которая оказывает существенное влияние на эффективность бурения и стоимость скважины. Зачастую при возникновении аварии с прихватом бурильной или обсадной колонны, требуется проведение дорогостоящих мероприятий по ликвидации последствий аварии, поэтому различные отраслевые оценки, утверждающие, что стоимость проведения мероприятий по ликвидации последствий прихвата бурильного инструмента может превышать несколько сотен миллионов долларов в год, не являются надуманными [4].

Понимание механизмов возникновения прихвата и его признаков помогает на ранней стадии реализовывать мероприятия по снижению последствий надвигающейся аварии. Традиционно признаки прихвата определяются по параметрам бурения, регистрируемым станцией геолого-технологических исследований (ГТИ). Характерными признаками дифференциального прихвата являются увеличение сопротивления продольному перемещению, повышение крутящего момента при страгивании колонны после пребывания без движения. В том случае, если помимо вышеуказанных признаков отмечается повышение давления на стояке, то можно говорить о вероятности возникновения механического прихвата [3].

Зачастую признаки предстоящего прихвата не обнаруживаются достаточно заблаговременно для проведения эффективных мероприятий по смягчению последствий предстоящей аварии. В основном это происходит в результате особенностей человеческого восприятия. Кроме того, признаки предстоящей аварии не распознаются заблаговременно в результате суточной смены рабочего персонала (членов буровой бригады, инженерного состава на буровой площадке и в оперативном офисе), поэтому по статистике большинство аварий происходит в течение нескольких часов после «пересменки» [4].

Внедрение машинного обучения в анализ изменения параметров бурения становится все более популярным по вышеуказанным причинам. Различные алгоритмы машинного обучения предлагают автоматизированные решения для преодоления этих ограничений, что позволяет адаптировать человеческие знания.

Одной из первых зарубежных публикаций, в которой использовались статистические методы для прогнозирования вероятности возникновения прихвата колонны, была работа Хемпкинса и др. [6]. Советскими учеными также разрабатывались статистические методы, в частности метод последовательной диагностической процедуры [2]. Современные подходы к раннему определению признаков прихватов описаны в работе [1,7]:

- статистический анализ многомерных временных рядов;
- логистической регрессии;
- нейронной сети;
- метода опорных векторов.

В упомянутых ранее статистических методах использовались базы данных, хранящие большое количество скважин. Эти статистические методы обычно использовали суточные отчеты о бурении, отчеты об окончании скважины и другую информацию, которая отражает одно измерение в день для параметров, используемых для прогнозирования прихвата. Входные данные включали информацию о траектории ствола скважины, данные о свойствах бурового раствора, параметры режима бурения [7].

Фундаментальным ограничением применения этого подхода к прогнозированию прихвата в реальном времени является то, что условия, приводящие к прихвату, часто возникают в течение нескольких десятков минут или часов. Поэтому требуются более высокая частота обновления данных, нежели чем в суточных отчетах о бурении и отчетах об окончании скважины. Кроме того, использование свойств бурового раствора оправдано, но они недостаточно часто измеряются на большинстве буровых установок, чтобы обеспечить время срабатывания, необходимое для предотвращения предстоящей аварии. Были разработаны системы для непрерывного измерения основных свойств бурового раствора на буровой площадке, но в настоящий момент они не получили широкого распространения [8].

В случае использования подхода к обнаружению прихвата при помощи алгоритмов обучения «с учителем» возникает проблема разметки обучающей выборки, поскольку требуется предварительный сбор информации для обучения алгоритма, проверка качества входных данных, предобработка данных, ручная разметка (выделение интервалов с признаками предстоящей аварии). В случае изменения распределения параметров бурения при использовании модели в условиях другого месторождения, требуется повторное обучение модели на новых предобработанных данных и оценка ее работы в условиях реального бурения.

Стоит отметить, что в соответствии с анализом различных инцидентов, связанных с прихватом бурильного инструмента, можно утверждать, что во всех случаях не было единого опережающего признака предстоящей аварии, поэтому требуется разработать алгоритм, комплексно анализирующий различные параметры бурения. Для задач выявления аномалий во временных рядах используется огромное множество различных алгоритмов (рис.) [5].

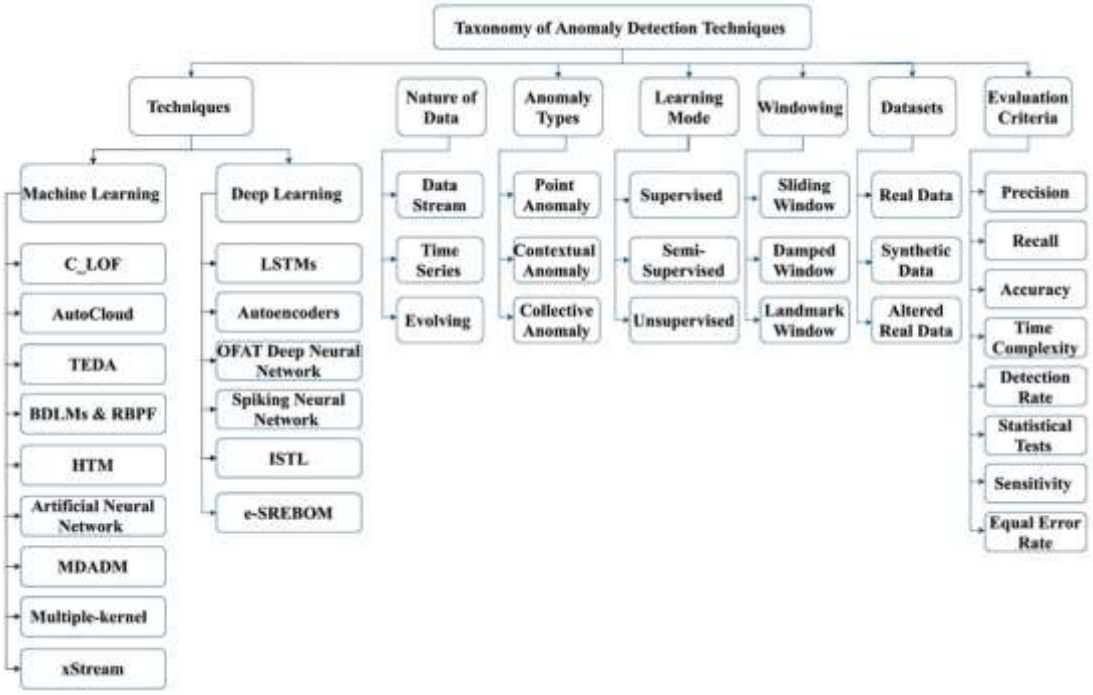



***Рис. Систематизация алгоритмов машинного обучения, методов и критериев оценки качества выявления аномалий во временных рядах***

Как уже упоминалось ранее, при обучении «с учителем» существует проблема сбора и разметки обучающей выборки. Для решения данной проблемы предлагается реализовать систему автоматического обнаружения аварий и осложнений в процессе бурения на основе метода обучения «без учителя», данный подход позволит сократить временные и материальные затраты на подготовку и обучение модели. Кроме того, стоит отметить, что обучение модели в реальном времени, позволило бы использовать ее в процессе бурения скважины и не тяготеть к наличию всего набор данных параметров бурения до начала бурения.

Литература


1. Липатов Е.Ю. Исследование и разработка технологии и технических средств для предупреждения и ликвидации прихвата бурильной колонны (на примере месторождений Среднего Приобья): моногр. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2019. – 128 с.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Аветисов А.Г., Булатов А.И. Методические указания по применению статистических методов в бурении нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1983. – 316 с.
3. Митчелл Дж., Безаварийное бурение / Дж. Митчелл – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. - 364 с.
4. Ahmed Omogbolahan S, Aman Beshir M, Zahrani Majed A., Folorunsho I. Ajikobi Stuck Pipe Early Warning System Utilizing Moving Window Machine Learning Approach // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Abu Dhabi, UAE, 2019. doi: https://doi.org/10.2118/197674-MS (дата обращения 24.03.2022).
5. A Review of Machine Learning and Deep Learning Techniques for Anomaly Detection in IoT Data / Al-amri Redhwan, Raja K. Murugesan, Mustafa Man, Alaa F. Abdulateef, Mohammed A. Al-Sharafi, Ammar A. Alkahtani // Applied Sciences. – 2021. – V. 12. https://doi.org/10.3390/app11125320 (дата обращения 24.03.2022).
6. Hempkins, W.B., Kingsborough, R.H., Lohec, W.E., and C.J. Nini. "Multivariate Statistical Analysis of Stuck Drillpipe Situations." SPE Drill Eng 2 (1987): 237–244. doi: https://doi.org/10.2118/14181-PA.
7. Stuck-Pipe Prediction by Use of Automated Real-Time Modeling and Data Analysis / Salminen Kent, Cheatham Curtis, Smith Mark, Khaydar Valiullin // SPE Drilling & Completion. – 2017. – V. 32. – P. 184–193. doi: https://doi.org/10.2118/178888-PA (дата обращения 24.03.2022).
8. Vajargah Ali Karimi, Sullivan Gregory, Eric van Oort Automated Fluid Rheology and ECD Management // SPE Deepwater Drilling and Completions Conference. – Galveston, USA, 2016. doi: https://doi.org/10.2118/180331-MS (дата обращения 24.03.2022).

# С Е К Ц И Я 14

# ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. МАШИНЫ И КОМПЛЕКСЫ

## МОДЕРНИЗАЦИЯ РАБОЧЕГО КОЛЕСА ШЛАМОВОГО НАСОСА В СИСТЕМАХ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

**Васильев М.А.**
Научный руководитель профессор Л.А. Саруев
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

В качестве рассматриваемой модификации [1] предложена конструкция шнекоцентробежного шламового насоса. Насос на входе оснащается шнеком, размещаемым на рабочем колесе.

Описываемая конструкция (рисунок) содержит корпус 1 со всасывающим патрубком 2 и установленный в нем, закрепленный на валу 3 ротор, включающий центробежное колесо 4 закрытого типа и предвключенный шнек с лопатками 5, выполненными на втулке 6. Лопатки 5 одновременно расположены внутри всасывающего патрубка 2 и горловине колеса 4.

Шнек выполнен двухзаходным, а его лопатки 5 установлены перпендикулярно втулке 6.

Диаметр лопаток 5 шнека выполнен уменьшающимися по направлению к центробежному колесу 4.

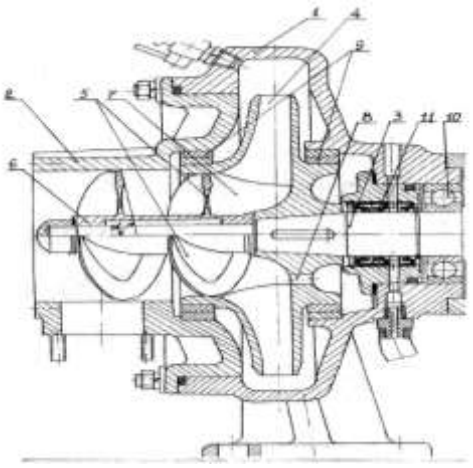


***Рис. Шнекоцентробежный шламовый насос***

В конструкции шнека используется вращающийся винт, способный перемещать раствор, расположенный в полостях между корпусом и винтовым пером шнека. Такая схема обладает компактностью и имеет высокий коэффициент полезного действия, что делает насос экономичным оборудованием.

При вращении вала 3 происходит засасывание бурового раствора во всасывающий патрубок 2 предвключенным шнеком в центробежное колесо 4. За счет размещения выходного участка шнека внутри горловины 7 центробежного колеса 4 предотвращается распространение обратных токов из центробежного колеса 4 ко входу шнека, увеличивается окружная составляющая абсолютной скорости на входе в каналы центробежного колеса 4 и повышается напор. Все это приводит к повышению антикавитационных качеств насоса, а также к уменьшению величины динамического падения давления на лопастях центробежного колеса 4.

В результате такого исполнения ротора насоса достигается повышение антикавитационных качеств и снижение кавитационной эрозии ротора насоса, а, следовательно, повышение ресурса шламового насоса.

Эта модификация снижает перетоки раствора (обратно во всасывающий патрубок), что ведет к увеличению коэффициента полезного действия насоса в целом, а также уменьшает износ колеса и корпуса в результате образования антикавитационного эффекта.

Литература

1. Патент № 2305798 C1 RU F04D 1/04 Шнекоцентробежный насос. / Н. А. Мельников, Потуроев А.А., Филатов В.А.,10.09.2007.

# РАЗРАБОТКА ЛАБОРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

**[1,2]Ефремов Р.А., [1,2]Сердюк И.М., [2]Рыбалкин Л.А.**
Научный руководитель заведующий лабораторией С.В. Сердюков
***[1]Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия***
***[2]Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия***

Увеличение глубины разработки угольных месторождений шахтным способом, и как следствие сложности горно-геологических условий, требует повышения эффективности защиты горных выработок от внезапных выбросов угля и газа. Достижение степени извлечения газа метана, достаточной для безопасного ведения очистных работ, возможно только при проектировании дегазационных схем на основе геолого-физической модели углепородного массива, информации о его свойствах [1].

Определение проницаемости угля, его газонасыщенности, сорбционной емкости и других критических параметров in-situ дает достоверные значения искомых величин, однако данные исследования не всегда возможно осуществить в условиях подземной выработки. Проведение экспериментов на оборудовании способном максимально близко создать условия сопоставимые с натурными является важным инструментом для получения достоверных знаний о угольных пластах в условиях лаборатории [2].

Одним из основных факторов, сдерживающих темпы отработки перспективных угольных пластов является их низкая проницаемость (0,1–10 мД), что осложняет извлечение газа метана. Одним из эффективных способов искусственного повышения проницаемости и интенсификации дегазации угля является гидроразрыв пласта. Проведение исследований в лабораторных условиях изменения проницаемости кернов угля после создания в них трещин гидроразрыва позволяет понять степень увеличения отдачи газа при соблюдении параметров трещин и режима сжатия образцов. Другим направлением исследований является установление зависимостей проницаемости трещин от степени заполненности расклинивающим материалом и его механических характеристик при различных режимах нагружения [3-5]. Проведение подобного рода исследований требуют от установки возможность размещения керна с трещиной гидроразрыва заполненной проппантом без смещения берегов самой трещины и потерей части проппанта в процессе установки. Система фильтрации не должна иметь возможности быть блокированной частицами проппанта в процессе исследований. Свободное вращение керна для изменения наклона трещины относительно горизонтальной плоскости так же является необходимым условием.

Помимо традиционных методов повышения проницаемости угольных пластов перспективным является вибросейсмическая обработка массива. Положительный эффект данного способа обработки пластов известен для коллекторов залежей природного газа. Проведение исследований влияния вибровоздействия на проницаемость сплошного керна и содержащего трещину гидроразрыва требует от лабораторного комплекса возможности передачи на исследуемый образец упругих колебаний с заданными параметрами амплитуды и частоты [6]. Это возможно реализовать только при малом весе фильтрационной камеры и отсутствии разветвленной системы подачи газа. Так же обязательным условием является надежность крепления узлов камеры без потери сцепления при вибровоздействии.

В настоящей работе представлена лабораторная установка для исследований проницаемости и сорбционной способности угля при осевой фильтрации газа. Автоматизированная система сбора данных позволяет исключить необходимость постоянного контроля за ходом экспериментов. Установка предназначена для получения зависимостей исследуемых величин от горного давления, давления газа и температуры — информации, используемой при проектировании дегазационных работ на угледобывающих шахтах.

Схематическое изображение фильтрационной камеры представлено на рисунке.

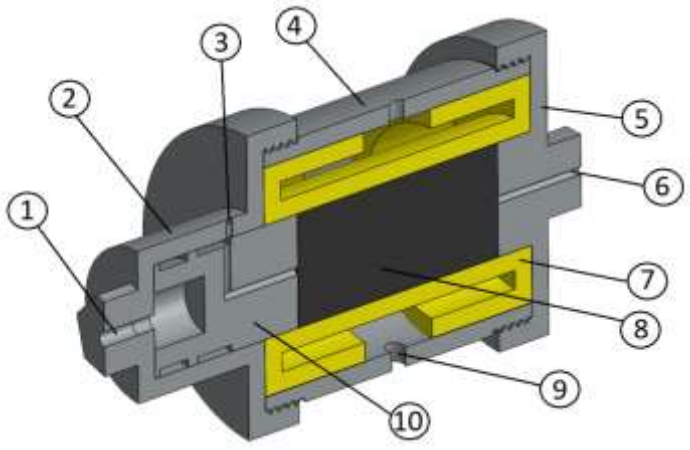



***Рис. Камера для исследования осевой фильтрации газа в горных породах: 1 – канал подачи масла в линию осевого сжатия; 2 – крышка с гидроцилиндром; 3 – канал вывода профильтрованого газа; 4 – корпус камеры; 5 – прижимная крышка; 6 – канал подачи газа для фильтрации; 7 – полиуретановая манжета; 8 – керн; 9 – канал подачи масла для бокового сжатия; 10 – плунжер***

В качестве системы контролируемого осевого и бокового сжатия выступает гидронасос с электронным манометром, сжатие осуществляется подачей порции гидравлического масла в полость камеры и гидроцилиндра, тарировка системы производится перед серией экспериментов с помощью датчиков давления фирмы Simens. Использование системы гидравлического сжатия позволяет нагружать образцы горных пород до давлений в 600Бар, что в несколько раз превышает значения при использовании сжатого воздуха.

Подача сжатого газа осуществляется через баллон, оснащенный электронным манометром, подключенным к компьютеру для записи изменения перепада давления в течение всего эксперимента. Регистрация профильтрованного объема газа осуществляется за счет использования фоточувствительных датчиков на платформе Arduino. В настоящее время разрабатывается ПО на языке программирования Python, что позволит оперативно формировать готовый бланк отчета по серии эксперимента с сохранением информации в необходимом формате файла. Профильтрованный газ вытесняя подкрашенную жидкость с одного резервуара в другой приводит в действие датчики, времена срабатывания которых записываются программой в журнал эксперимента. При завершении эксперимента переключают вход с пустого резервуара на полный.

Разработанные технические средства позволят проводить серии экспериментов с различными образцами горных пород для исследования зависимостей изменения газопроницаемости от всестороннего сжатия, наличия в образцах трещин гидроразрыва с последующим заполнением их расклинивающим материалом. Результаты данных исследования будут полезны при проектировании систем шахтной дегазации, дизайну щахтного гидроразрыва, а также при составлении плана закачки рабочих жидкостей в трещину гидроразрыва с последующим закреплением ее бортов проппантом различной плотности.

Литература

1. Шилова, Т. В., Рыбалкин Л.А., Яблоков А.В. Прогнозирование проницаемости трещиноватых углей в условиях естественного залегания // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2020. – № 2. – С. 75-85.
2. Serdyukov S. V., Shilova T. V., Drobchik A. N. Laboratory installation and procedure to determine gas permeability of rocks //Journal of mining science. – 2017. – Т. 53. – №. 5. – С. 954-961.
3. Pan Z., Connell L. D. Modelling permeability for coal reservoirs: a review of analytical models and testing data //International Journal of Coal Geology. – 2012. – Т. 92. – С. 1-44.
4. Shilova T. V., Rybalkin L. A., Yablokov A. V. Prediction of In-Situ Cleaved Coal Permeability //Journal of Mining Science. – 2020. – Т. 56. – №. 2. – С. 226-235.
5. Sander R., Pan Z., Connell L. D. Laboratory measurement of low permeability unconventional gas reservoir rocks: A review of experimental methods //Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2017. – Т. 37. – С. 248-279.
6. Рыбалкин, Л. А., Сердюков С.В. Лабораторные исследования влияния вибрации на проницаемость угольного керна, содержащего сквозную трещину // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2020. – Т. 2. – С. 180-186.

## РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПОДБОРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ШАРОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ УСЛОВИЯХ

**Исаев Е.Д.**

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев

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

Шароструйный способ бурения был предложен в США в середине прошлого века [1]. Способ обладает рядом преимуществ, таких как низкие требования к буровому станку ввиду отсутствия необходимости в создании осевой нагрузки и во вращении снаряда, простота конструкции, эффективность при бурении твердых горных пород за счет ударного воздействия [9].

Шароструйный способ бурения может быть более эффективен, чем вращательный способ, при бурении в твердых горных породах, в условиях стесненной рабочей площадки, при бурении из подземных горных выработок, особенно когда требуется бурить скважины малого диаметра (от 50 см) протяженностью от 50-100 м [9].

В последние 10 лет шароструйное бурение активно исследуется и развивается. Известны исследования, проводимые в Украине [2] и в Китае [3]. С 2012 года шароструйное бурение исследуется в Томском политехническом университете. Предложена собственная конструкция, главными отличительными чертами которой являются наличие задерживающего устройства и использование датчика акустических колебаний для контроля расстояния между снарядом и забоем [7, 8].

Различными исследователями уже производились неоднократные промышленные испытания шароструйного бурения, но способ все еще не получил промышленного внедрения. Одной из причин этого может являться сложность подбора оптимальных технологических режимов ввиду существенного влияния на них условий бурения (диаметр и глубина скважины, физических свойств разбуриваемых горных пород, траектории скважины и т.д.).

Несмотря на то, что уже определены зависимости, характеризующие эффективность шароструйного бурения [5, 6], подбор режимов в производственных условиях все еще остается сложной задачей. Проведение большого числа тестовых испытаний в производственных условиях может быть невозможно. Поэтому актуальность приобретает разработка рекомендаций, которые могут быть поняты и использованы непосредственно членами буровой бригады, не обладающими знаниями по планированию и проведению экспериментов.

Цель работы: разработка методики подбора оптимальных технологических параметров шароструйного бурения в производственных условиях.

Задачи:

Определить все технологические параметры, которыми можно варьировать в процессе бурения.

Произвести анализ зависимостей, характеризующих эффективность шароструйного бурения.

На основе проведенного анализа разработать рекомендации к подбору технологических параметров в полевых условиях.

Рассмотрим конструкцию снаряда для шароструйного бурения (Рис.1). В ее основе лежит струйный аппарат. Промывочная жидкость проходит по колонне бурильных труб и истекает из сопла 1. Струя воздействует на шары 6, циркулирующие в скважине, ускоряя их. Шары 6 увеличивают свою скорость, проходя через камеру смешения 4 (вторичное сопло), и ударяются о забой скважины, осуществляя его разрушение. Далее шары вместе с разрушенной горной породой поднимаются по затрубному пространству. Горная порода выносится вверх по стволу, а шары отклоняются от начальной траектории под воздействием задерживающего устройства 3 и повторно попадают в камеру смешения, где снова ускоряются под действием струи жидкости.

Анализ работ [1, 5, 6, 9] позволяет выделить следующие технологические параметры:

расстояние между снарядом и забоем;

число шаров;

диаметр шаров;

режимные параметры насоса.

Проанализируем влияние каждого из перечисленных факторов.

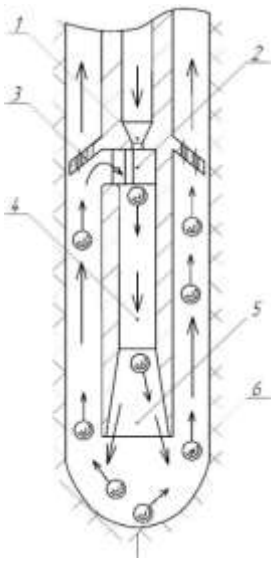



***Рис. Снаряд для шароструйного бурения:***
***1 – сопло; 2 – впускные окна; 3– задерживающее устройство***
***4 – камера смешения; 5 – диффузор; 6 – шары***

Одним из ключевых факторов является диаметр шаров. В лабораторных условиях установлено, что диаметр шаров должен быть максимально возможным [5, 6]. При бурении без задерживающего устройства может происходить смещение оси, проходящей через центр бурового снаряда, относительно оси скважины, что способно привести к неравномерному разрушению горной породы на забое и изменению траектории ствола скважины. Поэтому в дальнейшем описании методики подбора режимных параметров рекомендации будут приведены для конструкции снаряда с задерживающим устройством, выполняющим, в том числе, функцию центратора.

Рекомендуется начинать бурение с использованием шаров, диаметр которых эквивалентен ширине задерживающего устройства. В производственных условиях возможно ориентироваться по звуку, который сопровождает бурение. Застревание шаров между внешней стенкой снаряда и стенками скважины будет приводить к неравномерному распределению ударов, передаваемых по колонне бурильных труб, что можно считать признаком использования шаров слишком большого диаметра. В этом случае требуется взять шары меньшего диаметра с минимальным шагом. С высокой долей вероятности потребуется всего один шаг по подбору диаметра шаров.

Число шаров – сложный для определения параметр. С увеличением числа шаров эффективность бурения увеличивается до определенного момента, далее их становится слишком много и часть шаров перекрывают забой, что приводит к снижению механической скорости бурения [5, 6].

Подбор количества шаров рекомендуется осуществлять с максимальной массы порции в сторону ее уменьшения. При этом, в случае использования шаров наибольшего диаметра, при слишком большой массе порции будет происходить их заклинка. Под заклинкой подразумевается скопление шаров перед впускными окнами, приводящее к остановке циркуляции.

Следует использовать порцию шаров массой на 20 % ниже той, при которой будет наблюдаться заклинка. Таким образом, оптимальную массу порции можно будет подобрать в относительно короткий временной промежуток.

Расстояние между снарядом и забоем. От величины данного параметра зависит скорость бурения и выработка скважины по диаметру. При минимально возможном расстоянии, равном диаметру шара, скорость бурения становится наибольшей, но при этом диаметр скважины в процессе бурения может снижаться.

На начальном этапе требуется разгрузить снаряд на забой и запустить циркуляцию. При наличии ударов, свидетельствующих о прохождении шаров, необходимо дополнительно опустить снаряд. Далее, при неизменной производительности насоса следует поднять снаряд над забоем на величину, равную диаметру шара +20%. В процессе бурения следует контролировать хождение инструмента. В случае затруднения хождения снаряда рекомендуется увеличить расстояние до забоя. При приближении снаряда к забою в определенный момент может произойти остановка циркуляции шаров. В этом случае расстояние до забоя требуется увеличить.

Режимные параметры насоса. При прочих равных условиях, с увеличением производительности насоса возрастает скорость истечения струи жидкости из сопла, определяющая энергию, которой обладает шар перед соударением с горной породой.

Рекомендуется начинать бурение с максимальной производительности насоса. Слишком большие вибрации снаряда, а также его износ в процессе бурения будут свидетельствовать о том, что скорость шара слишком высокая и после удара шара о забой честь избыточной энергии не расходуется на разрушение, а переходит в кинетическую энергию, расходуемую на отскок. В этом случае рекомендуется уменьшить производительность насоса до достижения минимальной вибрации при сопоставимой скорости проходки.

В случае, если максимально производительности насоса недостаточно для увеличения скорости струи, возможно уменьшить диаметр сопла. При этом перепад давления на сопле возрастает. При использовании сопла малого диаметра также могут увеличиться требований к насосному оборудованию.

Выводы

Сформированы рекомендации к подбору технологических параметров шароструйного бурения в производственных условиях. Рекомендации разработаны с учетом использования снаряда с задерживающим устройством. Полученные выводы могут быть использованы при планировании работ, подготовке программ на бурение.

Литература

1. 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. Eckel J. E., Deily F. H. Development and testing of jet pump pellet impact drill bits //TRANSACTIONS OF THE AMERICAN INSTITUTE OF MINING AND METALLURGICAL ENGINEERS. – 1956. – Т. 207. – №. 1. – С. 1-10.
2. Ihnatov, A.O. Analyzing mechanics of rock breaking under conditions of hydromechanical drilling [Text] // Mining of Mineral Deposits. – 2021. – V. 15. – Issue 3. – P. 122–129.
3. Tiancheng Fang, Fushen Ren, Baojin Wang, Jianxun Cheng, Hanxu Liu. Particle jet impact deep-rock in rotary drilling: Failure process and lab experiment [Text] // PLoS ONE. – April 28, 2021. – P. 1–19.
4. Исаев, Е.Д. К вопросу перспектив развития шароструйного бурения [Текст] // Труды XXIV Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд. ТПУ, 2020. – С. 451–452.
5. Ковалев, А.В. Теоретические и экспериментальные исследования технологических процессов шароструйного бурения скважин [Текст]: дис. … канд. техн. наук / Ковалев Артем Владимирович. – Томск, 2015. – 143 с.
6. Ковалев, А.В. Исследование влияния технологических режимов на эффективность шароструйного бурения [Текст] / А.В. Ковалев, А.А. Яцкив, Е.Д. Исаев // Труды XVIII Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд. ТПУ, 2014. – С. 405–408.
7. Патент РФ № 143090, Е 21 В 7/18. Стенд для исследования технологических процессов шароструйного бурения / А.В. Ковалев, С.Я. Рябчиков, М.В. Горбенко, Е.Д. Исаев, Ф.Р. Алиев, Д.А. Якушев. – № 2014106459/03; Заявлено 20.02.2014; Опубл. 10.07.2014.
8. Патент РФ № 2640445, С1/ А.В. Способ шароструйного бурения скважин / А.В. Ковалев, В.В. Урниш, Л.А. Саруев, М.В. Горбенко, С.Я. Рябчиков, Е.Д. Исаев, А.Р. Вагапов, А.В. Епихин. – № 2016146972; Заявл. 29.11.2016; Опубл. 09.01.2018.
9. Уваков, А.Б. Шароструйное бурение [Текст] / А.Б. Уваков. – М.: Недра, 1969. – 207 с.

# ОБЗОР СИСТЕМ АКТИВНОЙ ВИБРОЗАЩИТЫ РОТОРНЫХ МАШИН

**Кириллов В.П.**
Научный руководитель доцент Г.Р. Зиякаев
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

На производстве различных отраслей немалое количество технологического оборудования включает в себя вращающиеся узлы и детали. В процессе их работы неизбежно возникают колебания, которые негативно влияют на надежность и производительность оборудования. Для исключения негативного влияния колебаний проводят балансировку вращающихся элементов оборудования.

Для балансировки вращающихся элементов используют обширное количество балансировочных устройств. В статье приводится краткий обзор автобалансирующих устройств активного типа.

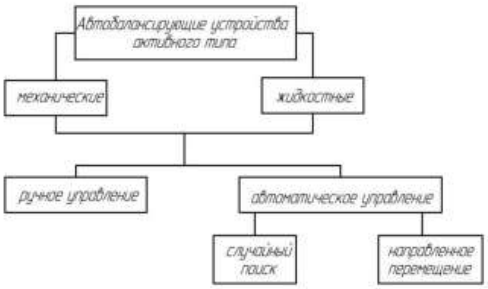



***Рис.1. Классификация автобалансирующих устройств активного типа***

В автобалансирующих устройствах активного типа используется принудительное перемещение корректирующих масс. К ним относятся устройства принудительного центрирования.

Принципиальным отличием таких устройств от всех остальных является его принцип построения, который заключается в замкнутости системы. Оно состоит из значительного количества отдельных блоков, отвечающих за разные функциональные аспекты. Из-за этого данные системы являются сложными, массивными в конструктивном плане и весомой стоимости.

Автобалансирующие устройства активного типа различаются по методу поиска положений корректирующих масс (рис.1) на устройства со случайным поиском и устройства с направленным перемещением корректирующих масс [1].

Устройства со случайным поиском устроены таким образом, что независимость их работы от частоты вращения ротора обеспечивается за счет случайного поиска. Случайный поиск так же является и недостатком, из-за которого непостоянно время поиска, а также есть вероятность возрастания дисбаланса.

Устройства с направленным перемещением корректирующих масс могут работать с измерительной системой, показывающей только наличие вибраций опор и изменения их амплитуды. При этом измерительная система является более простой и надежной за счет меньшего количества элементов и выполняемых функций [3].

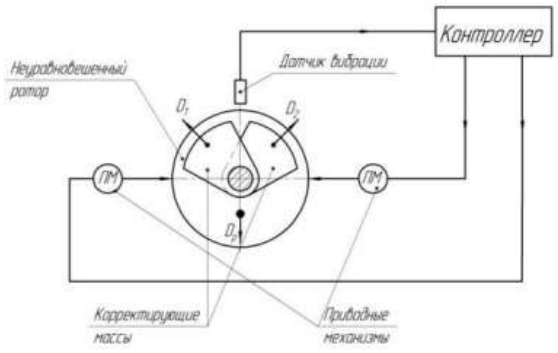



***Рис.2. Принципиальная схема автобалансирующего устройства активного типа***

На рисунке 3 изображено устройство шлифовального станка с ручным приводом. Управление осуществлялось в ручном режиме с помощью рукояток. Это устройство (рис. 3) крепится винтами к планшайбе 1 шлифовального круга 2. Корректирующие массы Г1, Г2 поворачиваются относительно вращающегося круга при останове одной из рукояток Р1 или Р2, расположенных на торце механизма. При останове рукоятки Р1, шестерня z1 неподвижна. Так как шлифовальный круг, следовательно, весь механизм устройства вращается, то шестерня z8 начинает обкатываться вокруг шестерни z2. Вместе с шестерней z8 вращается червяк А1 и находящееся в зацеплении с ним червячное колесо z5. Червячное колесо z5 закреплено на одном валу с червяком А2, вращающим червячное колесо z6, с которым жестко закреплена масса Г1. Вращение колеса z5 передается по цепи z4, z3, z7 массе Г2. Обе

массы вращаются относительно шлифовального круга. Если придерживать рукоятку Р2, то останавливается шестерня z2, что приводит к вращению шестерни z8 в противоположном направлении [2].

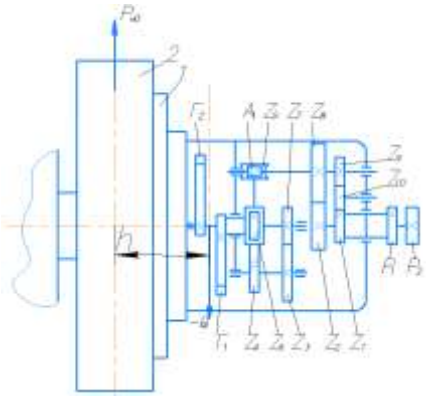


***Рис.3. Балансирующее устройство шлифовального станка с ручным приводом (Г1, Г2 – корректирующие массы, Р1, Р2 – рукоятки, А1, А2 – червяк, z1, z2, z8 – шестерня, z3, z4, z7 – цепь, z6 – червячное колесо)***

Устройство балансировки ротора, при его непосредственном вращении (рис.4), было предложено Григоряном А.Х. и Саркисяном А.Е. Их идея заключается в следующем, активное жидкостное устройство содержащее корпус, который установлен соосно ротору, несколько резервуаров с корректирующей массой установленные равномерно вокруг оси корпуса, с блоком управления клапанов, снижают энергоемкость устройства, за счет исключения давления необходимого для перемещения жидкости. Данное оборудование отличается тем, что свои клапаны имеют как основные, так и дополнительные резервуары. Соединение основных резервуаров осуществляется через каналы, выполненные в корпусе. Причем один канал установлен при выходе в дополнительный резервуар, а другой на входе в основной резервуар. Само перемещение балансировочной жидкости проходит по каналам, представляющим из себя часть витка спирали при вращении системы под действием центробежных сил [4].

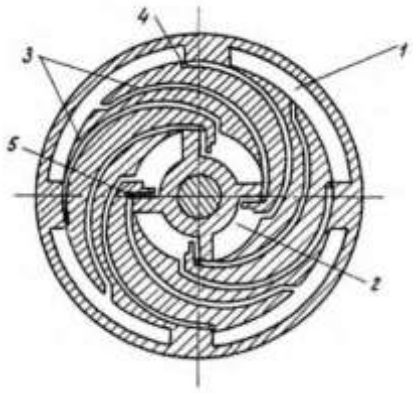



***Рис.4. Устройство Григоряна А.Х. и Саркисяна А.Е. (1 – основные балансировочные резервуары; 2 – дополнительные резервуары; 3 – каналы; 4 – клапаны)***

В данной статье были рассмотрены различные автобалансирующие устройства, их конструкция и принцип работы. Рассматривая эти системы, были обнаружены следующие недостатки: отсутствие обеспечения всережимной балансировки с высокой точностью, невозможность обеспечить балансировку, как в вертикальном, так и в горизонтальном положении, сложность конструкции и исполнения.

Литература

1. Вибрации в технике: Справочник. 6-ти т./Ред. Совет: В41 В. Н. Челомей (пред.). – М.: Машиностроение, 1981. – Т. 6. Защита от вибраций и ударов / Под ред. К. В. Фролова. 1981. – 456 с., ил.
2. Горбунов Б.И., Гусев В.Г. Уравновешивающие устройства шлифовальных станков – М., «Машиностроение». 1976.
3. Гусаров А.А. Балансировка роторов машин: В 2 т. – М.: Наука, т. 1. – 2004. – 267 с., т. 2. – 2005. – 383 с.
4. Кладиев С.Н. Автобалансирующие устройства ручных шлифовальных машин: Дис. канд. технич. наук. – Томск, 1996. – 170 с.

# УСТРОЙСТВО ЛОКАЛЬНОГО УДАЛЕНИЯ ВЛАГИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЁЖНОСТИ РАБОТЫ ПНЕВМАТИЧЕСКОГО АНТИПОМПАЖНОГО КЛАПАНА

**Кротов Е.В.**
Научный руководитель профессор Л.А. Саруев
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

В условиях Крайнего Севера очень важным аспектом работы всего оборудования является его безотказность. Исходя из специфики природных факторов этих регионов, воздух является основой, применяемой для функционирования нефтегазового производства.

Для обеспечения сжатым воздухом потребителей промысла предусмотрены станции подготовки, где технологические решения обеспечивают следующие операции:

- производство сжатого воздуха, с давлением, требуемым для потребителя;
- отчистка и осушка сжатого воздуха до 1 или 2 класса загрязненности, по составу и содержанию посторонних примесей, согласно ГОСТ 17433-80;
- хранение и регулирование подготовленного сжатого воздуха.

В частности, сжатый воздух применяется в качестве рабочего тела для пневмоприводов запорно-регулирующей арматуры.

К такой арматуре относятся как клапаны-регуляторы, так и антипомпажные клапаны пневматические.

При сезонных изменениях температуры, влекущих неоднократные циклы замерзания и оттаивания, в местах соединения потребителя и станции подготовки воздуха, могут образоваться неплотности. Через эти неплотности в систему сжатого воздуха может проникать и накапливаться влага, которая конденсируется в пневмоприводах запорно-регулирующей арматуры. Влага при замерзании затрудняет или полностью парализует работоспособность пневмоарматуры. Такое стечение обстоятельств может привести к возникновению аварийной ситуации и, как следствие, угрозы жизни человека.

Особенно актуально, чтобы влага не попадала в пневмопривод антипомпажного клапана, ведь этот клапан предохраняет компрессор от помпажного явления, опасного для лопаток центробежного компрессора. Для антипомпажного клапана важна скорость срабатывания, чем быстрее сработает клапан, тем меньше нагрузок испытает компрессор и, как следствие, увеличится ресурс его работы.

Для устранения неблагоприятного воздействия, описанного выше, предложено устройство локального удаления влаги перед антипомпажным клапаном, которое устанавливается на пневмопроводе сжатого воздуха.

Устройство основано на проверенной производственным опытом технологии удаления влаги с помощью адсорбции. В качестве адсорбента выступает силикагель. Преимущество силикагеля в том, что он дёшев и при этом обладает способностью аккумулировать влагу до 70 % от собственного веса (ГОСТ 3956-76).

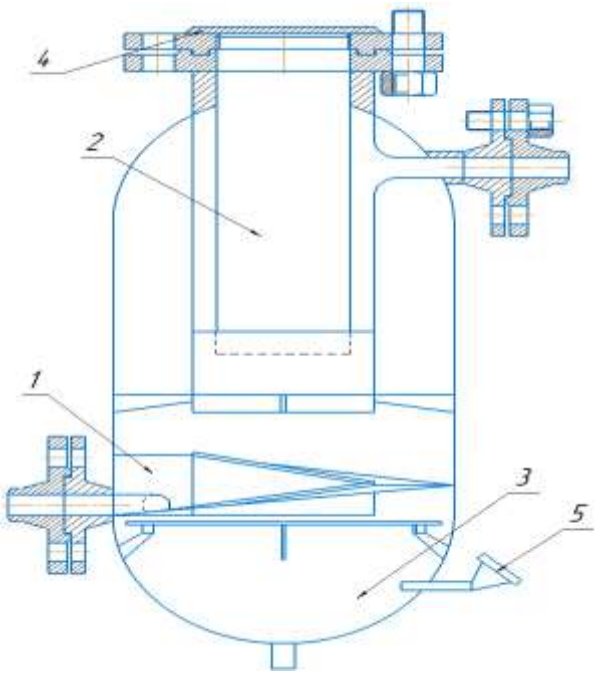



***Рис. Устройство локального удаления влаги***

Конструктивно предусмотрен тангенциальный отклонитель (1) на входе, служащий для направления потока сжатого воздуха по образующей поверхности цилиндрического корпуса. При таком направлении воздух приобретает вращательный характер, а на его частицы начинают действовать центробежные и инерционные силы. При этом влага,

имеющаяся в воздухе, отбрасывается к периферии устройства локального удаления влаги, где далее стекает вниз в сборник жидкости (3). В сборнике жидкости установлен дискретный датчик (5), показывающий уровень влаги. Данные с датчика передаются в операторную промысла.

Аналогичный тангенциальный отклонитель применяется на фильтрах-сепараторах газа, отличие лишь в размерах и рабочем давлении аппарата.

После отклонителя воздух проходит через колбу, наполненную силикагелем, где дополнительно осушается и идет на вход пневмоармаруты клапана.

Для замены силикагеля, колба (2) соединена с глухим фланцем (4), который при откручивании вытаскивает за собой колбу. Фланец и колба соединяются резьбой.

Все фланцевые соединения выбраны из стандартных, представленных в ГОСТ 33259-2015.

Литература

1. ГОСТ 33259-2015. Межгосударственный стандарт. Фланцы арматура, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Дата введения 2016-04-01. – ЗАО "Научно-производственная фирма "Центральное конструкторское бюро арматуростроения" (ЗАО "НПФ "ЦКБА").
2. ГОСТ 3956-76. Силикагель технический. Дата введения 1977-01-01. – Министерство химической промышленности СССР.
3. ГОСТ 17433-80. Промышленная чистота. Сжатый воздух. Классы загрязненности. Дата введения 1981-01-01. – Министерство станкостроительной и инструментальной промышленности.
4. М.Б. Хадиев. Механизм помпажа в центробежных компрессорах/ М.Б. Хадиев, Н.Х. Зиннатуллин, И.М. Нафиков. – Т. 1. – 2014. – С 262-266.
5. ПроНПЗ НЕФТПЕРЕРАБОТКА. Нефтегазовые вертикальные сепараторы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://pronpz.ru/separatory/cyclone-inlet.html, свободный – (20.03.2022).

## ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТА НЕФТЕПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ

**Пастаева А.К.**

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев

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

На долю трубопроводного транспорта нефти, газа и нефтепродуктов в России приходится более 250 тыс. км трубопроводов, при этом период эксплуатации большинства нефте- и газопроводов составляет более 20 лет. Сложные условия эксплуатации и значительный срок службы трубопроводов оказывают влияние на количество восстановительных работ, проводимых с целью ремонта и реконструкции объектов трубопроводного транспорта.

Согласно экологической статистике [1] наиболее распространенными причинами выхода из строя трубопроводов являются:

- коррозия внутренней и наружной поверхности трубопроводов (53 %);
- механические повреждения (33 %);
- заводские дефекты труб (4 %);
- дефекты сварочных швов (3 %);
- нарушение условий эксплуатации (6 %);
- прочие (1 %).

Для продления срока службы трубопровода широко применяются специальные ремонтные конструкции, называемые муфтами. Технология ремонта с применением муфт заключается в наложении на дефектный участок трубопровода двух полумуфт, которые скрепляются между собой путем сварки или фланцевыми соединениями. Наиболее простая конструкция включает два полуцилиндра, свариваемых вплотную к трубопроводу без зазоров и дополнительных материалов.

В дальнейшем при ремонте трубопроводов стали применяться муфты из полимерного материала, которые по критериям надежности и долговечности превосходят стальные обжимные муфты. Примером полимерных муфт могут послужить:

- спиральные муфты типа Clock Spring с клеевой композицией [2];
- композитные спиральные ленты (КСЛ);
- усиливающая композиционная муфта трубопровода (УКМТ);
- композитные фланцевые муфты типа «АНТИСВИЩ» [3];
- углеродная ориентированная лента (УОЛ);
- муфты из гибкого анизотропного рулонированного стеклопластика ГАРС;
- универсальные конусные муфты серии «КОНУС» [4] и пр.

Преимуществом полимерных ремонтных конструкций является высокий модуль упругости материала, способствующий перераспределению нагрузки, легкость, простота в монтаже, обслуживании и эксплуатации. Материал не подвергается воздействию коррозии, что является значительным преимуществом перед стальными муфтами.

С целью оценки эффективности применения полимерных муфт была построена модель участка трубопровода с дефектом в виде трещины, к которому монтировалась ремонтная конструкция из стали и полимерного материала.

Оценка эффективности осуществлялась на основе анализа распределения нагрузок и степени их перераспределения с применением муфты.

Для моделирования напряженного состояния использовался метод конечных элементов в программном комплексе ANSYS. Для моделирования выбрана муфта из гибкого анизотропного рулонированного стеклопластика ГАРС.

В качестве исходных данных для анализа принято:
параметры дефекта: 4х200х8 мм;
наружный диаметр трубы – 1220 мм;
толщина стенки – 12 мм;
длина участка трубы L = 4000 мм;
материал трубы – сталь К60 ($\sigma_в$ = 590 МПа; $\sigma_т$, = 460 МПа; модуль упругости E = $2{,}08 \cdot 10^5$ МПа);
материал муфты – сталь К60;
длина муфты – 1500 мм;
толщина стенки муфты – 12 мм;
материал ГАРС ($\sigma_в$ = 950 МПа; модуль упругости E = $5{,}2 \cdot 10^4$ МПа; $\delta_5$ = 4 %);
толщина полимерной ленты – 14 мм.

На рисунке 1 представлено распределение напряжения при внутреннем давлении в трубопроводе P = 5,5 МПа, сварные соединения для анализа жестко закреплены. Наибольшее напряжение составляет $P_{max}$ = 7,1 МПа и приходится на участок с трещиной.

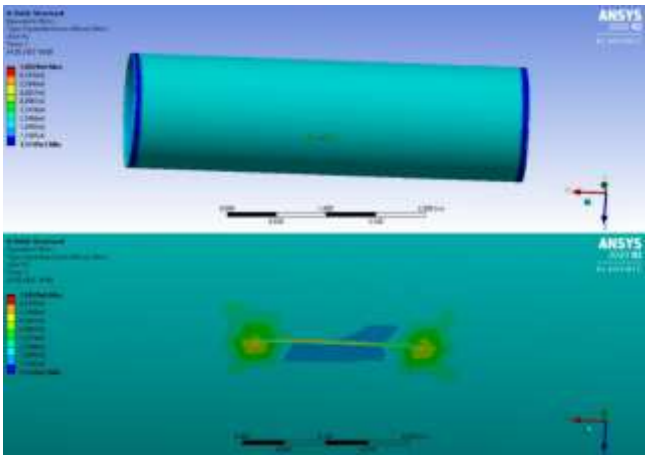



***Рис. 1. Напряжения в трубопроводе с дефектом***

На рисунке 2 изображено распределение напряжения по Мизесу в трубопроводе с муфтой. Можно отметить, что применение муфты позволило снизить максимальные напряжения в материале трубопровода, причем эффективность стальной муфты составила 58%, а муфты из ГАРС – 44%.

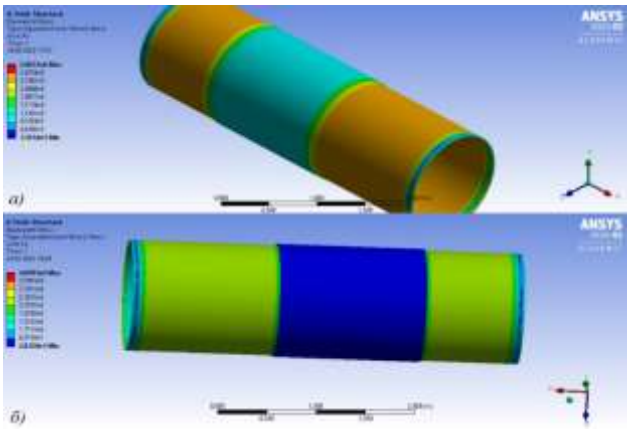



***Рис. 2. Напряжения в трубопроводе с муфтой: а) из стали; б) ГАРС***

Важно отметить, что при использовании муфты из ГАРС на дефектном участке напряжения составляют $P_г$ = 283 кПа, при использовании муфты из стали $P_с$ = 650 кПа. Высокий модуль упругости полимерной муфты позволяет

перераспределить напряжения так, что на ремонтируемом участке величина напряжения в 2 раза ниже, чем при использовании муфты из стали.

Таким образом, комплексный анализ муфт из гибкого анизотропного рулонированного стеклопластика ГАРС доказывает высокую эффективность применения данного материала при ремонте трубопроводов. Среди преимуществ можно выделить большую по сравнению со стальными муфтами эффективность применения, меньший вес, простоту монтажа, долговечность материала.

Литература

1. Мазуркин П.М. Статистическая экология: учебное пособие. – Йошкар-Ола: МарГТУ, 2004. – 308 с.
2. Fawley, N.-C. Development of Fiberglass Composite Systems for Natural Gas Pipeline Service. Final Report, January 1987 — March 1994 / N.-C. Fawley. — Alexandria: National Technical Information Service, 1994. — 110 p.
3. Сайт компании ООО «ПСО «Нефтегаздиагностика»: [Электронный ресурс]. URL: https://pso-ngd.com/products/article_post/skm-antisvishch (Дата обращения: 21.03.2022).
4. Сайт компании ООО «ПСО «Нефтегаздиагностика»: [Электронный ресурс]. URL: https://pso-ngd.com/mufty-ukmt/article_post/mufta-ukm (Дата обращения: 21.03.2022).

## ПРОНИЦАЕМОСТЬ УГЛЯ С ДРЕНАЖНОЙ ТРЕЩИНОЙ, РАСКЛИНЕННОЙ РАЗРЕЖЕННЫМ МОНОСЛОЕМ ПРОППАНТА

**[1,2]Сердюк И.М., [2]Шилова Т.В.**

***[1]Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия***

***[2]Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия***

Низкая проницаемость угля (0.05-10 мД) осложняет извлечение метана из неразгруженных газоносных угольных пластов. Эффективным способом повышения проницаемости и интенсификации дегазации угля является гидроразрыв пласта с использованием раскрепляющих материалов (проппантов) [5, 7, 9]. Особенностью гидроразрыва угольных пластов является его локальный характер, при котором размеры создаваемых трещин составляют метры – первые десятки метров, а приток газа – незначителен [2, 4]. Это позволяет для расклинивания трещин использовать ограниченное количество проппанта, вплоть до разреженного монослоя, но вопрос мало изучен. В работе приведены результаты экспериментального исследования влияния параметров неполного заполнения дренажной трещины разреженным монослоем проппанта на проницаемость угля в условиях всестороннего сжатия.

Для проведения экспериментов из каменного угля изготавливали цилиндрические образцы высотой 3см и диаметром 3 - 4,5 см. В качестве расклинивающего материала использовали алюмосиликатный проппант, размер и содержание основной фракции которого составляют 1050мкм и 85мас. % соответственно (рис.1, 2). Исследования проницаемости угля выполнены на установке, предназначенной для фильтрации газа в горных породах при линейном стационарном характере потока. Описание, параметры установки и методика проведения экспериментов подробно описаны в работе [8]. Фильтрационные эксперименты проводили последовательно для нескольких типов образцов: уголь без трещины, уголь с продольной дренажной трещиной, расклиненной монослоем проппанта, заполненным на 100%, 50%, 25%. Проницаемость определяли по фильтрации азота при постоянном перепаде давления газа ΔP на торцах образца, давлении всестороннего равномерного сжатия P, которое меняли от 1 до 5 МПа с шагом 1МПа. Коэффициент проницаемости рассчитывали по формуле для линейного потока газа и стационарного характера фильтрации [1].

***Рис. 1. Экспериментальные образцы каменного угля***

***Рис. 2. Экспериментальный образец проппанта***

По результатам экспериментальных исследований установлено, что при повышении давления всестороннего сжатия образцов в 5 раз (с 1 до 5 МПа) проницаемость угля снижается в 5,5 раз (с 6 мД при P=1МПа до 1,1 мД при P=5МПа) (рис.3). Создание и расклинивание монослоем проппанта продольной дренажной трещины в угле увеличивает проницаемость на два порядка. Максимальное повышение проницаемости выявлено при частичном

заполнении проппантом: при поверхностной плотности расклинивающих частиц в трещине 25 % и 50 % (разреженный монослой) увеличивается в 280 раз, при сплошном монослое (100 %) - в 160 раз. Также установлено, что эффект от использования проппантов выше при больших давлениях сжатия образцов (рис.4, 5).

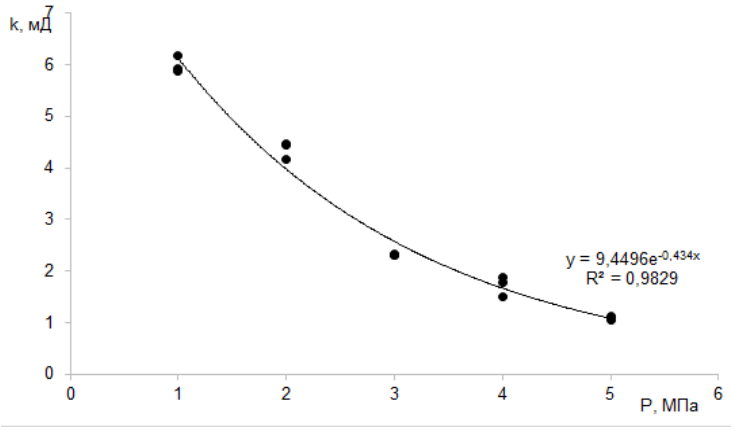



***Рис. 3. Зависимость коэффициента абсолютной проницаемости угля k от давления всестороннего сжатия P. Черные круги – данные экспериментов, сплошная линия - экспоненциальная аппроксимация.***

По результатам фильтрационных экспериментов была оценена сжимаемость естественных и расклиненной дренажной трещины в угле, которая характеризует относительное изменение раскрытия трещины на единицу изменения давления [3]. Коэффициент сжимаемости определялся по методике, описанной в работе [6]. Его значение для угля без трещины и с дренажной трещиной, расклиненной монослоем проппанта, составило 0,136 и 0,021 соответственно.

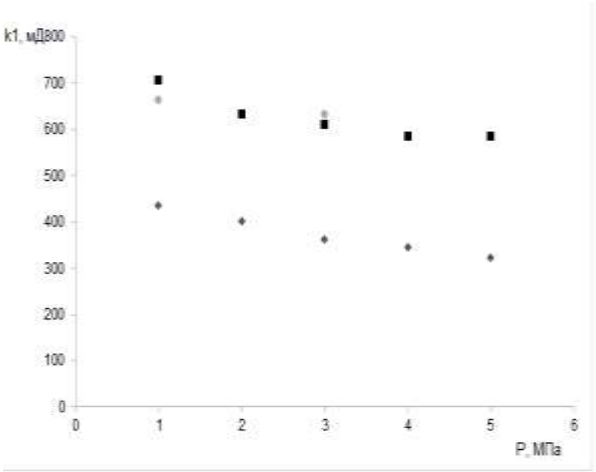



***Рис. 4. Зависимость коэффициента абсолютной проницаемости угля с дренажной трещиной, расклиненной проппантом, k1 от давления всестороннего сжатия P. Заполнение дренажной трещины разреженным монослоем проппанта: черные квадраты – заполнение на 25 %, серые круги – заполнение на 50 %, темно-серые ромбы – заполнение на 100 %.***

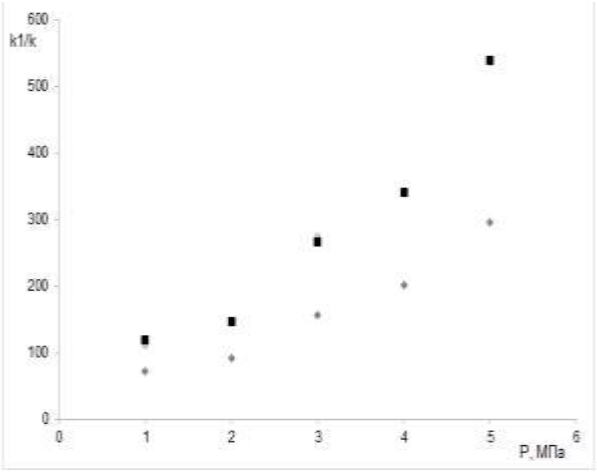



***Рис. 5. Зависимость отношения коэффициентов абсолютной проницаемости угля с дренажной трещиной, расклиненной проппантом и без трещины (k1/k) от давления всестороннего сжатия P. Заполнение дренажной трещины разреженным монослоем проппанта: черные квадраты – заполнение на 25%, серые круги – заполнение на 50 %, темно-серые ромбы – заполнение на 100 %.***

Проведенные исследования показали, что создание продольной трещины и ее расклинивание сплошным или разреженным монослоем проппанта увеличивает проницаемость угля на два порядка. Максимальное повышение проницаемости выявлено при частичном заполнении трещины проппантом (заполнение на 25 %, 50 %). Установлено, что использование проппантов существенно влияет на сжимаемость трещин в угле. Сжимаемость расклиненной дренажной трещины менее чувствительна к изменению условий напряжений, чем естественных, и в среднем ниже в

6,5 раз. Полученные значения могут использоваться при прогнозировании проницаемости угля в условиях напряжений, соответствующих подземным горным выработкам.

Литература

1. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации – М.: Издательство стандартов, 1985.
2. Ahamed M. A. A. et al. Proppant damage mechanisms in coal seam reservoirs during the hydraulic fracturing process: a review //Fuel. – 2019. – Т. 253. – С. 615 - 629.
3. Close, J.C. Natural fractures in coal. In: Law, B.E., Rice, D.D. (Eds.), Hydrocarbons from Coal. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, 1993. -P. 119–132.
4. Kurlenya M. V. et al. Stimulation of underground degassing in coal seams by hydraulic fracturing method //Journal of Mining Science. – 2017. – Т. 53. – №. 6. – С. 975-980.
5. Pan Z., Connell L. D. Modelling permeability for coal reservoirs: a review of analytical models and testing data //International Journal of Coal Geology. – 2012. – Т. 92. – С. 1-44.
6. Pan Z., Connell L. D., Camilleri M. Laboratory characterisation of coal reservoir permeability for primary and enhanced coalbed methane recovery //International Journal of Coal Geology. – 2010. – Vol. 82. – No. 3-4. – P. 252-261.
7. Sander R., Pan Z., Connell L. D. Laboratory measurement of low permeability unconventional gas reservoir rocks: A review of experimental methods //Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2017. – Т. 37. – С. 248-279.
8. Serdyukov S. V., Shilova T. V., Drobchik A. N. Laboratory installation and procedure to determine gas permeability of rocks //Journal of mining science. – 2017. – Т. 53. – №. 5. – С. 954-961.
9. Shilova T. V., Rybalkin L. A., Yablokov A. V. Prediction of In-Situ Cleaved Coal Permeability //Journal of Mining Science. – 2020. – Т. 56. – №. 2. – С. 226-235.

# С Е К Ц И Я 15

# СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

## ТРАНСПОРТИРОВКА ВЯЗКИХ НЕФТИ ПО МАГИСТРАЛЬНОМУ ТРУБОПРОВОДУ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ МЕТОДОВ

**Азимов Э.Б.[1]**

Научный руководитель д.т.н. Р. Эседулаев[2]

***[1]Международный университет нефти и газа имени Ягшигельди Какаева, г. Ашхабад, Туркменистан***

***[2]Академия наук Туркменистана, г. Ашхабад, Туркменистан***

Магистральные трубопроводы предназначены для транспортировки нефти и газа от выхода к потребителям или к заводскому комплексу. Его называют магистральным нефти- или газопроводом. Транспортировка по нефти- и газопроводам считается наиболее экономически целесообразной.

Основные месторождения нефти и газа расположены в южной и западной частях Туркменистана. От нефтяных месторождений до нефтеперерабатывающих заводов они идут по трубопроводу. В зависимости от добычи нефти диаметр нефтепроводов составляет Ø325 мм, Ø377 мм и Ø530 мм. Нефть, поступающая в трубопроводы, содержит соль, воду, парафин, асфальт, смолу и механические смеси.

Существует ряд проблем с трубопроводами и высокоточными трубопроводами по всему миру в холодную погоду на трубопроводы и на нефтеперерабатывающие заводы. Из-за понижения температуры в морозы увеличивается расход нефти в трубопроводах [1]. Большие разливы нефти в нефтепроводах вызывают потерю водорослей и снижают производительность, что затрудняет работу насосов для перекачки нефти.

Химические реагенты представляющий собой ингибитора волокнообразными молекулами, широко применяются при перекачке высокопроизводительных и парафиннистого нефта. Способ перекачки высоковязкой и парафинистой нефти по трубопроводам. Перекачка нефти из насосных станций с подогревом труб, осуществляется с использованием нагревательных печей. На каждой станции подогрева и на насосной станции, в нефт теряет часть кинетической энергии на турбулентости потока. Антитурбулентная присадка представляет собой высокомолекулярный полимер, растворимый в высоковязком и парафиностом нефти.

Технический результат по производительности нефтепровода нефти по нефтепроводам достигается введением противотурбулентных присадок. Это делается для повышения эффективности «горячего течения» углеводородных флюидов по нефтепроводам с целью снижения потерь.

Наиболее распространенными в мировой практике нагревательные печи являются мазутные нагревательные печи ПТБ-10. Подогреватель печи ПТБ-10 представляет собой комплекс, включающий ряд устройств, в том числе крупногабаритный блок. Вспомогательное оборудование, проходной и автоматизированный системный теплоизоляционный узел. Его трубчатая печь состоит из трех основных блоков: теплообменные камеры (1); из блока основания печи (2) и из блока вентилятора.

Кроме того, топка включает в себя четыре взрывных клапана, четыре выхлопных трубы, монтажные детали на входе и выходе нефтепровода, соединители труб змеевика горячего газа, зону обслуживания и лестничную клетку. Подогреватели печи ПТБ-10 в основном предназначены для приготовления и транспортировки нефти и нефтяных эмульсий, содержащих 1 % серы и 0,1 % сероводорода в попутных газах на большие расстояния. Теплообменник представляет собой паровой теплообменник на боковых стенках корпуса камеры, который подключается к единой системе пожаротушения.

Технологические узлы топки установки подогрева нефти и ее автоматизированная система взаимосвязаны с объектами других нефтеперерабатывающих заводов по месту их эксплуатации посредством взаимосвязанных трубопроводов, посредством кабелей большой мощности, а также контрольно-измерительной аппаратуры. оборудование автоматизации.

Природный (попутный) газ используется в тепловых печах для нагрева нефти в нефтепроводе. Сжигание природного газа влияет на экологию окружающей среды и является дополнительными энергозатратами.

Снизить стоимость сырой нефти в трубопроводе и повысить ее экономические показатели можно с учетом технологических особенностей.

Устранение проблем, связанных с трубопроводом на нефтеперерабатывающие заводы и трубопроводом на нефтеперерабатывающий завод в условиях морозов трубопровода, высокого содержания шлама и парафинов в трубопроводах, экологически устойчивая и экономически выгодная, экологически чистая и экономически чистая альтернативная энергетика. один из важных вопросов.

Альтернативные источники энергии могут быть использованы для получения дополнительной энергии разогрева нефти, теплоемкие материалы как парафиновая смола, солях и вода.

Использование альтернативных источников энергии в настоящее время является одним из наиболее экономически и экологически обоснованных, надежных и экологически чистых источников анализа в мире.

В данной работе рассматриваются возможные пути реализации энергозатрат в нефтепроводах за счет

альтернативных источников энергии, а также выбор наиболее подходящих из них в случае их комбинирования.

Литература

1. Гелдиев Х. А., Атаев П., Худайкулыев Н. Г. Использование тепловых трубок для нагрева нефти при транспортировке трубопроводом //Аспирант и соискатель. – 2018. – №. 5. – С. 47-49.
2. Чи С. Тепловые трубы: Теория и практика. – Машиностроение, 1981.
3. Ивановский М. Н., Сорокин В. П., Ягодкин И. В. Физические основы тепловых труб. – Атомиздат, 1978.

## ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕСТНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ОТЧИСТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

**Атамаммедова М., Гахрыманов Ы.**
Научный руководитель ст. преп. П. Атаев
***Международный университет нефти и газа имени Ягшигелди Какаева, г. Ашхабад, Туркменистан***

В благополучно период нашего суверенного государства научная и образовательная система нашей страны под руководством нашего уважаемого Президента является одним из приоритетных направлений.

В нашей стране бурно развиваются нефтегазовая и Химическая отрасли. В дальнейшем под руководством нашего уважаемого Президента в нашей стране будет построен и введен в эксплуатацию ряд нефти и газоперерабатывающих и химических заводов, в качестве примеров можно перечислить завода по производству бензина из природного газа в Овадандепе Ахалского велаята, комплекс по производству полипропилена, полиэтилена, акустической соды, соляной кислоты в городе Гыянлы Балканского велаята.

Строительство этих заводов сооружения ведёт к бурному развитию нефтегазовой и химической промышленности. Благодаря взвешенной политике нашего глубокоуважаемого Президент вновь построенные предприятие нефтегазовой и химической промышленности позволять подняться на новые высоты экономики нашей страны и сделать жизнь нашего народа более благополучной.

Количество химических веществ, содержащихся в природном газе, называется его химическим составом. Он выражается через объем и массу в химическом составе газа. Химические вещества по объему и массе часто переводят (в %) в процентную форму.

Исследования проводились с использованием данных газового месторождения Сакар в Лебапском велаяте и изучались возможности очистки кислых газов с использованием местных материалов.

Природный газ Сакарского газового месторождения содержит органические и неорганические вещества. К органическим веществам относятся углеводороды, а к неорганическим – кислые газы, т.е. углекислый газ, сероводород. Кроме того, вода также относится к неорганическим веществам.

В результате процесса охлаждения пентан и углеводороды природного газа переходят в товарный газ в виде газового конденсата. Углекислый газ и сероводород называются кислыми газами.

Кислые газы придают природному газу токсичность и агрессивность. Поэтому из состава природного газа выделяют кислые газы, в результате чего природный газ нейтрализуется и стабилизируется. Уровень чистоты природного газа определяется содержанием сероводорода в газе.

Сумма физических свойств химических веществ в природном газе называется физическими свойствами природного газа. К физическим свойствам природного газа относятся следующие.

- цветность;
- плотность;
- агрегатное состояние;
- вкус;
- электро- и теплопроводность;
- температуры кипения и испарения.

Природный газ Сакарского газового месторождения бесцветный, кисловатый на вкус химический вещество. Плотность его определяют на газовом хроматографе экспериментальным методом. Плотность природного газа определяется теоретически различными математическими и химическими методами в зависимости от его химического состава. Химические свойства природного газа определяется с целью изучения возможных реакции и для предотвращения непредвиденных явлений. Природный газ имеет следующие химические свойства, которых следуют изучать. Эта реакции горения, окисления, обмена и замещения природного газа.

Химическая природа природного газа при его основном производстве зависит от теплоты его сгорания. По химическому составу можно определить количество воздуха, необходимого для сжигания природного газа. Если к запальному газу не подать указанное количество воздуха, то он сгорает не полностью, в результате чего снижается его теплоотводящая способность. Следовательно, необходимо использовать то количество воздуха, которое необходимо использовать для полного сжигания природного газа, тогда вреда окружающей среде будет снижен до минимума.

Если в качестве топлива для природного газа подается небольшое количество воздуха, образуется технический углерод или структура. Полученная конструкция загрязняет окружающую среду, забивает теплогенерирующее оборудование и быстро его выводит.

Настоящее время для очистки природного газа от кислых газов используют хромовый химический реагент натриевого типа. В настоящее время используется на установке по очистке сероводорода из природного газа на

Сакарском газовом месторождении. Химическое вещество хрома также называют бихроматом натрия. Химическая формула бихромата натрия – Na2Cr2O7. Это химическое вещество является ядовитым веществом, отравляющим организм человека и природную среду. Кроме того, бихромат натрия соединяется с кислыми газами в природном газе с образованием нерастворимых в воде отложений. Эти отложения включают щелочной хром III валентный и элементарную, кристаллическую серу. Взаимодействие бихромата натрия с кислыми газами при очистке природного газа от сероводорода заключается в следующем.

$$Na_2Cr_2O_7 + 2CO_2 + 3H_2S + H_2O = 2Cr(OH)_3 + 3S + 2NaHCO_3 \quad (1)$$

В результате этой реакции образующийся щелочной хром, хрома III в виде кристаллической серы осаждается в абсорбере и в газопроводах, вызывая быстрое разрушение конструкции. Удельный расход бихромата натрия 2,61 кг/1000 м$^3$. Если газовое месторождение Сакар за ночь очищается 240 000 м$^3$ природного газа от сероводорода, определим расход бихромата:

Для 1000 м$^3$ природного газа нужен 2,61 кг $Na_2Cr_2O_7$.

На сутки очищаемого 240 000 м3 природного газа потребуется 626,4 кг $Na_2Cr_2O_7$.

Удельный расход бихромата натрия также высок. Кроме того, бихромат натрия импортируется. По этой причине он и дороже.

Для устранения этих недостатков можно выбрать более дешевый нетоксичный химический реагент для удешевления продукта. Это химическое вещество называется гидроксид кальция. Гидроксид кальция также называют известью. Гидроксид кальция производится в Туркменистане и стоит дешевле.

Установлено, что гидроксид кальция (гашенная известь) может быть использован для очистки природного газа от кислых газов на Сакарском газовом месторождении. Природный газ очищают от сероводорода через раствор гидроксида кальция в насыщенной воде. Рабочий раствор гидроокиси кальция в специальной емкости готовят и пропускают через емкость, где хранится рабочий раствор после остановки раствора. Затем снова с помощью насоса переносится в абсорбер. Затем на абсорбер подается газ, где природный газ очищается от сероводорода. Во время абсорбции или хемо сорбции гидроксид кальция соединяется с сероводородом с образованием сульфида кальция. Кроме того, углекислый газ в природном газе взаимодействует с гидроксидом кальция с образованием карбоната кальция. После насыщения раствора сероводородом, чего можно определит по разным признакам, в абсорбер и снова набирают новый раствор. Этот процесс непрерывно протекает, отходом которого является гидрокорбонат калция.

Литература

1. Кириллов Н. Г. Сжиженный, природный газ //Индустрия. – 2001. – №. 4. – С. 59.
2. Бекиров Т. М. Первичная переработка природных газов. – Химия, 1987.
3. Кузьменко Н. Е., Еремин В. В., Попков В. А. Химия для школьников старших классов и поступающих в вузы. – 2008.

## ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОТКАЗОВ СТАЛЬНЫХ ПОДЗЕМНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

**Атрашкевич М.Д.**
Научный руководитель доцент А.Г. Зарубин
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

**Аннотация.** Внутритрубная коррозия промысловых трубопроводов – одна из основных причин, которая приводит к разрушению и отказу трубопровода. Применение ингибиторов коррозии совместно с коррозионным мониторингом на данный момент являются наиболее распространенным сочетанием способов снижения влияния коррозионных дефектов на целостность трубопровода.

Для прогнозирования используется метод, основанный на статистическом анализе рельефа поверхности образцов-свидетелей, которые испытывали в ингибиторной среде и без ингибитора коррозии. На основании работы сделан вывод о том, что применение данного способа прогнозирования отказов может снизить число аварий и тем самым снизить затраты на ликвидацию аварий.

**Ключевые слова:** прогнозирование отказов, нефтепровод, коррозия.

Защита от внутренней коррозии является ключевым фактором, обеспечивающим эксплуатационную надежность систем трубопроводов, один из которых – применение ингибиторов коррозии, которые используются совместно с коррозионным мониторингом. Мониторинг позволяет контролировать состояние трубопроводов, а также параметры перекачиваемой среды и производить корректировки в процессе перекачки.

В случае конкретных промысловых трубопроводов, которые имеют высокие показатели аварийности одним из показателей эффективности является прогнозируемый срок службы до наступления критического состояния.

В рамках данной работы используется метод [3], суть которого заключается в определении закона распределения для конкретной выборки коррозионных язв, после чего составляется прогноз скорости коррозии. Воспользовавшись показателями из статьи [3], а именно, параметром масштаба и формы, были проведено численное статистическое моделирование значений максимальной глубины разрушения согласно распределению Вейбулла. Моделирование согласно распределению Вейбулла производилось на языке программирования R с использованием библиотеки WeibullR [1]. Результаты статистической обработки максимальных глубин представлены в таблице 1.

Ожидаемая глубина $h_{max}$ составила 0,044 мм, скорость коррозии для наблюдаемого случая 0,02 мм/год, а для прогнозного значения 0,022 мм/год. Скорость коррозии рассчитывалась как отношение максимальной коррозии ко времени экспозиции (таблица 2).

***Таблица 1***

***Модельные данные о глубине разрушения***

| Максимальные глубины разрушения $h_{max}$, мкм | Среднее значение, мкм | Принятое $h_{max}$, мкм |
|---|---|---|
| 15, 18, 19, 20, 21, 22, 24, 24, 24, 25, 25, 26, 28, 28, 28, 30, 30, 30, 30, 31, 31, 31, 32, 32, 33, 33, 34, 35, 35, 40 | 27,8 | 40 |

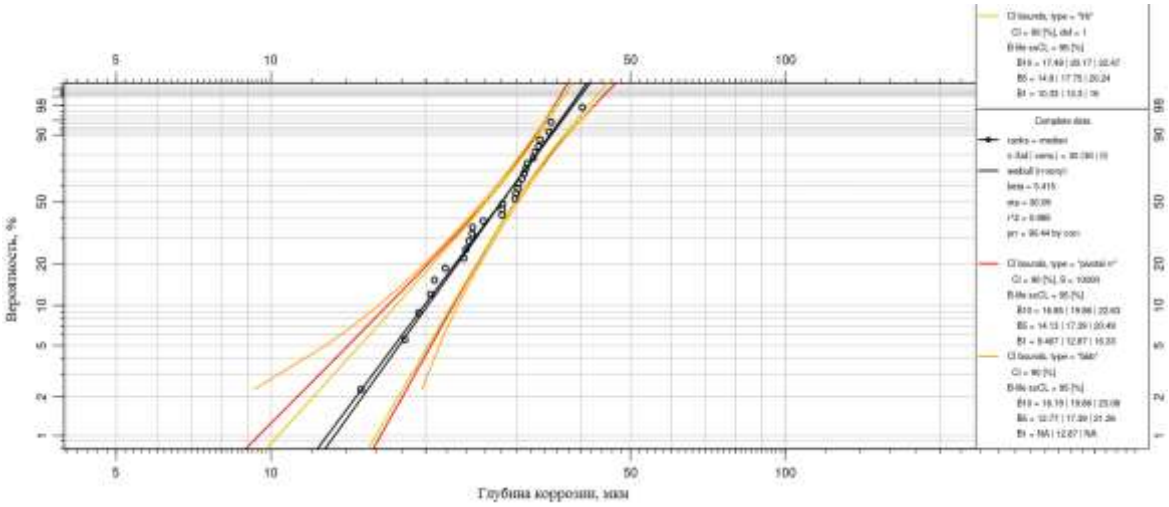



***Рис. Линейная характеристика для модельных данных***

Отбраковочный размер, определяемый по ГОСТ 32388-2013 [2], для трубы с толщиной стенки 12,7 мм составил 8,1 мм. Расчет времени достижения критического состояния стенки трубопровода приведен в таблице 3.

***Таблица 2***

***Ожидаемая скорость коррозии***

| $h_{max}$, мм | $h_{max}$ (прогноз), мм | $t$, ч | Скорость, мм/год | Скорость, мм/год |
|---|---|---|---|---|
| 0,04 | 0,044 | 1752 | 0,2 | 0,22 |

***Таблица 3***

***Прогноз времени наступления критического состояния***

| Толщина стенки, мм | Отбраковочная толщина, мм | Скорость коррозии, мм/год | Период времени до отказа, лет | Скорость коррозии (прогноз), мм/год | Период времени до отказа, лет |
|---|---|---|---|---|---|
| 12,7 | 8,1 | 0,2 | 23 | 0,22 | 20,9 |

Метод предложенный в статье [3] был применен для составления прогноза времени наступления критического состояния трубопровода. Был получен график зависимости вероятности разрушения от глубины коррозии. Также был построен прогноз времени наступления критического состояния на основе определенных скоростей коррозии.

В результате выполнения работы было определено, что время прогнозной работы до отказа ниже, чем по значениям, полученным в результате численного статистического моделирования значений максимальной глубины разрушения согласно распределению Вейбулла. Для расчетов прогнозных характеристик в области надежности нефтяного оборудования возможно использование библиотеки WeibullR [1] для повышения точности прогноза периода времени до отказа. Применение данного способа прогнозирования отказов может повысить эффективность коррозионного мониторинга, а также снизить число аварий и тем самым снизить затраты на эксплуатацию оборудования нефтегазовой отрасли.

Литература

1. Ghosh I., Nadarajah S. On some further properties and application of Weibull-R family of distributions //Annals of Data Science. – 2018. – Т. 5. – №. 3. – С. 387-399.

2. ГОСТ 32388-2013. Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия. – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/1200110068.
3. Худякова Л. П., Шестаков А. А. Метод прогнозирования отказов промысловых трубопроводов //Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Т. 7. – №. 5. – С. 36-41.

## ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО МАТЕРИАЛА НА ОСНОВЕ ПОЛИИЗОЦИАНУРАТА ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

**Батухтин А.А.**
Научный руководитель доцент А.Л. Саруев
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Исчерпание запасов нефти на существующих месторождениях обуславливает необходимость поиска и эксплуатации Российским нефтегазовым комплексом новых объектов залежи, в том числе находящихся в условиях Крайнего Севера, где нефтепровод подвергается воздействию многолетних мерзлых грунтов, и среднегодовая температура является отрицательной.

Такие условия оказывают неблагоприятное воздействие на состояние нефтепровода. Основным требованием транспортировки нефти в районах Крайнего Севера является установка пунктов подогревов нефти, которые повышают ее температуру до +60 °С, что вызвано особенными свойствами нефти северных месторождений. Температурное воздействие путем подогрева нефти вызывает негативные последствия, связанные с выходом тепла в окружающую среду. Во-первых, к ним относится освобождение в атмосферу больших захоронений углерода в вечной мерзлоте, во-вторых, увеличение теплопотерь влечет таяние мерзлых грунтов, которое, в свою очередь, приводит к деформации оси трубопровода.

Объекты, находящиеся под воздействием этих условий, должны обеспечиваться надежной тепловой изоляцией. Это необходимое мероприятие, позволяющее избежать нагревания или охлаждения транспортирующей среды, а также препятствовать потери тепла.

В настоящее время основным материалом является пенополиуретан. Он характеризуется низким коэффициентом теплопроводности, в отличие от ранее используемых материалов (пенополистирол, пеностекло и т.д.). Пенополиуретан был использован при строительстве трубопроводной системы Заполярье – Пурпе, которая является самым северным трубопроводом в России [1].

Однако в указанных условиях целесообразна замена теплоизоляционного материала пенополиуретана на полиизоцианурат в процессе строительства магистральных нефтепроводов. Полиизоцианурат - термореактивный полимерный материал, отличающийся высокой степенью жесткости, который используется в качестве жесткой теплоизоляции. Сравнительная характеристика физико-механических свойств материалов приведена в таблице 1.

***Таблица 1***

***Сравнение показателей физико-механических свойств пенополиуретана и полиизоцианурата***

| Материал | Теплопроводность, Вт/(м·К) | Плотность, кг/м | Группа горючести | Температура применений, °С |
|---|---|---|---|---|
| Пенополиуретан ( PUR ) | 0,024 – 0,035 | Не менее 75 | Г3, Г4 | От -70 до +130 |
| Полиизоцианурата (*PIR*) | 0,021 – 0,023 | Не менее 31,1 | Г1 | От -196 до +150 |

Таким образом, данное сырье обладает такими характеристиками, как прочность, устойчивость к механическим нагрузкам и легкость, позволяющая уменьшить нагрузку на трубопровод. Этот материал на 90% состоит из замкнутых ячеек, в которых находится инертный газ с коэффициентом теплопроводности 0,015 Вт/(м*К), что способствует сохранению тепла при низких температурах. Полиизоцианурат также устойчив к воздействию влаги, пожаробезопасен и экологичен.

Основными преимуществами полиизоцианурата являются:

- Низкая группа горючести, что обеспечивает наименьшее время продолжительности самостоятельного горения;
- Долгий срок службы – около 50 лет;
- Низкий уровень теплопроводности;
- Влагостойкость.

Технология нанесения полиизоцианурата на трубы в перспективе идентична технологии нанесения пенополиуретана из-за однородности материалов. При этом показатели жесткости, термической и химической стабильности полиизоцианурата позволяют производителям разрабатывать различные виды продукции с одинаковой плотностью, но с разнообразными дополнениями для достижения приемлемых показателей, соответствующих запросам потребителей.

Основная методика расчета толщины тепловой изоляции описана в технической документации [3].

Стенка трубы является цилиндрической, но значение ее толщины намного меньше других параметров нефтепровода. Исходя из этого, следует воспользоваться закономерностями, используемыми для плоской стенки.

***Таблица 2***

***Исходные данные***

| | |
|---|---|
| Диаметр трубопровода, dн | 1,02 м |
| Температура нефти в трубе, tв | 60°С |
| Температура окружающей среды, tос | -52°С |
| Коэффициент теплопроводности полиизоцианурата, λPIR | 0,023 Вт/(м×°С) |
| Коэффициент теплопроводности пенополеуретана, λPUR | 0,029 Вт/(м×°С) |

Сначала определяется плотность теплового потока. Воспользовавшись данными, определяем qL [3]:

$$qL = 112{,}6 \text{ Вт/м} \quad (1)$$

Определяющей формулой является отношение:

$$\text{Ln } B = 2\pi\lambda_{из}[(K(t_в - t_{ос})/ qL)-RH] \quad (2)$$

K - через опоры трубопроводов в расчете толщины тепловой изоляции по нормативной плотности теплового потока принимается равным 1; RH - линейное термическое сопротивление теплоотдаче наружной изоляции, м·°С/Вт (Определяется по Таблица В.3 согласно равным 0,04); λиз - коэффициент теплопроводности утеплителя, Вт/(м×°С); tв - температура среды внутри изолируемого объекта, °С; tос – максимальная отрицательная температура окружающей среды, °С; qL - нормы плотности теплового потока (112,6 Вт/м) [3].

Предварительно определяем величину Ln B,

где $B = (d_н+2\sigma_{из})/d_и$

dн – наружный диаметр стенки, м; dиз - наружный диаметр изоляции, м.

Следующим действием будет определение требуемой толщины теплоизоляции по формуле:

$$\sigma_{из} = d_н(B-1)/2 \quad (4)$$

Из формулы (4) определяем толщину теплоизоляционного для пенополиуретан и полиизоцианурат (табл. 3).

***Таблица 3***

***Результаты расчетов толщины теплоизоляционного слоя***

| Материал | B, м | δиз, м |
|---|---|---|
| Пенополиуретан ( PUR ) | 1,2 | 0,102 |
| Полиизоцианурат (PIR) | 1,137 | 0,075 |

Далее рассмотрим экономические показатели применения теплоизоляции из полиизоцианурата:

***Таблица 4***

***Экономические показатели***

| Показатель | Пенополиуретан | Полиизоцианурат |
|---|---|---|
| Стоимость материала, руб./м2 | От 1148 | От 1 252 |
| Работы по заливке материала в полость, руб./м3 | От 20000 | От 22000 |
| Стоимость теплоизоляции для трубы, млн руб./км | 12,358 | 10,196 |
| | Капитальные затраты на теплоизоляцию при строительстве нефтепровода протяженностью 160 км. | |
| Стоимость теплоизоляции, млн руб. | 1977,28 | 1631,36 |
| Сокращение издержек, млн руб. | 345,92 | |

Осуществление предлагаемого технического решения по теплоизоляции оказывает положительный экономический эффект (данные о стоимости указаны в табл. 4).

Анализ показал, что, несмотря на большую стоимость полиизоцианурата, обусловленную инновационностью материала на российском рынке, общая стоимость трубы с полиизоцианураторм будет существенно ниже стоимости трубы с пенополиуретаном из-за разных значений толщин теплоизоляции (табл. 3).

Исследуя прошлый опыт строительства трубопроводов в условиях Крайнего Севера, можно предположить, что использование полиизоцианурата при строительстве нефтепровода Заполярье – Пурпе, около 160 км которого выполнены в надземном виде из-за многолетнемерзлых грунтов, вместо пенополиуретана позволило бы уменьшить капитальные затраты на теплоизоляцию примерно на 345 млн. руб.

В результате проведенной работы было предложено использование полиизоцианурата в качестве основного материала для теплоизоляции магистральных нефтепроводов. Согласно руководящим документам, были произведены расчеты толщины теплоизоляционного слоя для двух материалов и экономических показателей, которые выявили следующие результаты:

- Минимальная толщина теплоизоляционного слоя с применением пенополиуретан составляет 0,102 м;
- Минимальная толщина теплоизоляционного слоя с применением полиизоцианурата составляет 0,075 м;
- Внедрение полиизоцианурата при строительстве позволит сократить затраты на теплоизоляцию примерно на 17,5 %;

В целом, это обуславливается более низким коэффициентом теплопроводности и наибольшей жесткостью, которые в совокупности позволяют уменьшить толщину теплоизоляционного слоя полиизоцианурата.

Литература

1. Байков И.Р., Китаев С.В., Смородова О.В., Колотилов Ю.В. Анализ свойств теплоизоляционных материалов для трубопроводной арматуры//Все материалы. Энциклопедический справочник. 2017. № 9. С. 36-39.
2. СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.
3. СП 61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.

## СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ОТ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

**Бек В.Г.**
Научный руководитель доцент О.В. Брусник
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Трубопроводный транспорт нефти является процессом, который требует значительных затрат на электроэнергию. Объекты группы «Транснефть» потребляют более 1,3 % электроэнергии от общего энергопотребления в России. В ПАО «Транснефть» для снижения энергопотребления действует Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Транснефть» на 2021 – 2026 годы, один из целевых показателей которой является снижение потребления электроэнергии (ЭЭ) и энергетических ресурсов.

Согласно годовому отчету ПАО «Транснефть» за 2020 год количество покупной ЭЭ на транспорт нефти и нефтепродуктов равнялось 12 734 022 тыс. кВт·ч. стоимостью 42 525 480 тыс. руб. По результатам осуществления мероприятий по энергосбережению ежегодное снижение потребления ЭЭ от деятельности по перекачке нефти и нефтерподуктов должен составлять не менее 0,5 %.

Основными методами повышения энергетической эффективности транспортировки нефти являются:

- повышение эффективности очистки полости магистральный нефтепроводов (МН) от парафиновых отложений;
- частотное регулирование магистральных насосных агрегатов (МНА);
- применение противотурбулетных присадок (ПТП);
- конструктивные решения технологического участка (ТУ) МН: байпасы, лупинги, задвижки, тройники и т.д.;
- применение возобновляемых источников энергии.

Фактором, существенно влияющим на эффективность работы МН, является его пропускная способность. Загрязнение внутренней полости МН парафинистыми отложениями уменьшает его эквивалентный диаметр (ЭД), что приводит к снижению пропускной способности и повышению потребляемой насосом мощности.

Периодичность очитски регулирует «ОР 13.01-60.30.00- КТН-012-1-01 Регламент планирования работ по проведению очистки внутренней полости магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть» специальными очистными устройствами (скребками)".

При периодической очистке МН происходит изменение количества потребляемой ЭЭ. Способ расчета данного изменения основан на сравнении расхода ЭЭ до и после очистки внутренней полости нефтепровода. Согласно работе [1] сэкономленная ЭЭ ΔW, кВт·ч, оценивается следующим образом:

$$\Delta W = \frac{(h_1 - h_2) \cdot P}{A \cdot L \cdot \eta}, \quad (1)$$

где $h_1, h_2$ –потери напора на трение до и после очистки МН соответственно, м;
P –грузооборот нефти за расчетный период, тыс. т. км;
A –коэффициент, равный $0{,}3672 \cdot 10^{-3}$ тыс. т. км/(кВт·ч);
L –протяженность трубопровода, м;
$\eta$ –КПД МНа.

Потенциала $\Delta W_{\text{год}}$, кВт · ч, энергосбережения рассчитывается по формуле:

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta W \frac{n_{\text{пр}}}{\sum \Delta n_i}, \quad (2)$$

где $\Delta W$–экономия ЭЭ за промежуток времени $n_{\text{сум}}$, кВт·ч;
$n_{\text{пр}}$ –интервал времени приведения потенциала энергосбережения, сут.

Потенциал экономии ЭЭ от периодической очистки МН примерно равен 0,67 % от технологического потребления ЭЭ.

Метод применения частотно - регулируемого привода (ЧРП) используют для регулирования расхода или давления в соответствии с фактической потребностью. ЧРП изменяет частоту электропитания, подаваемого на насосное оборудование. Согласно работе [2] применение ЧРП на МНА облегчает синхронизацию работы станций, позволяет уменьшить пусковые токи и динамические нагрузки при плавном частотном пуске, а также избежать гидравлических ударов в нефтепроводе, что приведет к увеличению срока службы насосов и линейного оборудования.

Согласно работе [3], потребление мощности одним МНА с ЧРП $P_{\text{рег}}$, Вт, определяется следующим образом:

$$P_{\text{рег}} = \frac{p_{\text{диф.р}} \cdot Q}{\eta_{\text{н.р}} \cdot \eta_{\text{эд.р}} \cdot \eta_{\text{пч}}}, \quad (3)$$

где $p_{\text{диф.р}}$ –дифференциальное давление при регулируемом насосе, Па;

$\eta_{\text{пч}}$ –КПД преобразователя частоты.

Мощность $W_{\text{ЧРП}}$, кВт·ч, потребляемая всеми НА при применении ЧРП, определяется по выражению:

$$W_{\text{чрп},i} = 3{,}6 \cdot 24 \cdot \sum_{j=1}^{m} (P_i) \cdot 10^3, \quad (4)$$

где $P_i$ –сумма мощностей всех НА в i-ом режиме работы при применении ЧРП, кВт;

Изменяя скорость вращения, значение сокращения электроэнергии равно потерям из-за превышения напоров при работе насосов с постоянной частотой вращения.

ПТП представляют собой в основном раствор высокомолекулярного углеводородного полимера в растворителе. Попадая в турбулентный поток, частицы полимера разворачиваются в длинные молекулярные нити и гасят турбулентные завихрения. Применение ПТП позволяет отключить часть НА с целью экономии ЭЭ и временно увеличить производительность перекачки МН. Введение ПТП позволяет достичь падения гидравлического сопротивления по длине МН за счет уменьшения развитого турбулентного режима в пристеночной области и придания потоку линейности.

Основные параметры и характеристики, а также требования к применению технологии ПТП заркеплены в «ОТТ-23.040.00- КТН-232-16». В рамках программы импортозамещения 21 сентября 2019 года был запущен в работу завод по производству ПТП ПАО «Транснефть- Синтез» в Елабуге (Республика Татарстан).

Выражение, показывающее снижение расхода энергии на приводе магистрального насосного агрегата (МНА) при применении ПТП $Э_{\text{час}}$, кВт·ч/ сут, имеет следующий вид [4]:

$$Э_{\text{час}} = \frac{0{,}002725 \cdot \rho \cdot \Delta H \cdot Q}{\eta_{\text{мна}} \cdot 1000}, \quad (5)$$

где $\rho$ –плотность нефтепродукта, кг/ м$^3$;

$\Delta H$ –разность напора МНА при перекачке с дозированием ПТП в продуктопровод и без, м;

$\eta_{\text{мна}}$ –КПД МНА.

Для того, чтобы определить является ли применение ПТП экономически оправданным решением, проводят расчет максимальной стоимости ПТП за кг $M_S$, руб./ кг, который имеет следующий вид:

$$M_S = \frac{S \cdot H_{\text{мна}}(Q) \cdot g}{\eta_{\text{мна}} \cdot c \cdot 3600 \cdot 10^3}, \quad (6)$$

где S –стоимость электроэнергии, руб./ кВт ч;

c –концентрация ПТП, г/ кг;

Существенным сдерживающим фактором повсеместного распространения технологии является стоимость агента снижения гидравлического сопротивления, что влияет на целесообразность применения ПТП с точки зрения удельного потребления энергетических ресурсов и затрат на ПТП.

Конструктивные решения ТУ МН используются в основном и для увеличения пропускной способности. При необходимости увеличения пропускной спобности МН менее 40 % возможно провести меропиятия по прокладке лупинга или вставки большего диаметра. В данном случае прокладка лупинга является более надежным конструктивным решением.

В настоящее время ветровая и солнечная энергетика уже достигла уровня, который позволяет использовать их в промышленных объемах. Специалисты «НИИ Транснефть» выделили зоны с максимальной солнечной радиацией и пришли к выводу, что солнечные панели эффективно внедрять в Краснодарском крае и на Дальнем Востоке, где на территории России больше всего солнечных дней в году. Ветроэнергетика в свою очередь эффективна лишь при скорости ветра 4-5 м/с и больше, поэтому использовать ветрогенераторы, по мнению специалистов, перспективнее в Краснодарском крае, Калмыкии и Самарской области.

Внедрение солнечных батарей не является новшеством в области трубопроводного транспорта. В августе 2015 года были впервые установлены солнечные батареи мощностью 3 кВт на крыше пункта контроля и управления нефтепровода Крымск –Краснодар. Задачей этих батарей являлось обеспечение энергией оборудование связи. Проект получил положительный результат, устройство работало, но система резервного питания все равно была наготове. Особенностью нашей страны является разнообразие климатических зон и рельефа, характерны большие перепады температур, что является проблемой для продвижения данного метода повышения энергоэффективности.

Таким образом, каждый конктреный случай требует проведения сопоставления технико-экономических показателей конкурирующих вариантов для определения наиболее эффективного метода снижения энергопотребления.

Литература

1. Фиков А.С. Потенциал энергосбережения от очистки магистральных нефтепроводов // Вестник Белорусско-Российского университета. – Могилев, 2010. – № 1. – С. 174 –181.
2. Зозулина, О. А. Оптимизация режима работы магистральных насосных агрегатов при работе на коротких трубопроводах / О. А. Зозулина, Ю. Н. Панин, А. А. Нахлесткин // Лучшая студенческая статья 2019: сборник статей XXVI Международного научно-исследовательского конкурса: в 2 ч., Пенза, 20 декабря 2019 года. – Пенза: "Наука и Просвещение" (ИП Гуляев Г.Ю.), 2019. – С. 41-46.
3. Туманский А.П. Оптимизация режимов перекачки по магистральным трубопроводам с перекачивающими станциями, оборудованными частотно-регулируемым приводом // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2005. № 8. С. 11-14.

4. Бархатов А.Ф., Настепанин П.Е. Противотурбулентная присадка как один из способов снижения капитальных и эксплуатационных затрат // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – М., 2014. – С.18 – 26.
5. Ревель-Муроз П.А. Разработка методов повышения энергоэффективности нефтепроводного транспорта с внедрением комплекса энергосберегающих технологий: дис. к.т.н – Уфа, 2018 – 202 с.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСИЛИЙ ДЛЯ УСТАНОВКИ ОСЕЙ УПРУГО-ИЗОГНУТОГО ТРУБОПРОВОДА В ЕДИНУЮ ПРОДОЛЬНУЮ ЛИНИЮ

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

Сведение стыков магистральных трубопроводов при ремонте методом замены дефектного участка относится к одной из наиболее ответственных и трудоёмких операций. При вырезке дефектных участков магистральных нефтепроводов регламентируется установка осей соединяемых трубопроводов в единую продольную линию, а также параллельность торцевых поверхностей [4], а при невозможности – установка гнутых отводов. Для выполнения работ, как правило, применяются краны-трубоукладчики и наружные центраторы. Одним из возможных способов повышения эффективности выполняемых работ является применение специальных устройств, позволяющих фиксировать, а в ряде случаев и регулировать положение стыкуемых участков трубопровода [3]. Вопросы стыковки трубопроводов с ненормативными радиусами подробно рассмотрены в [1, 2]. Однако в представленных работах не рассматриваются случаи ремонта трубопроводов с радиусами изгиба не превышающими нормативные значения.

Целью данной работы является определение усилий необходимых для выведения в единую продольную линию упруго-изогнутого трубопровода с минимальным нормативным радиусом начальной кривизны и оценка характера его напряженно-деформированного состояния.

Рассмотрен случай ремонта участка магистрального нефтепровода с условным диаметром $D_y$ = 500 мм, с толщиной стенки 10 мм, уложенного в грунт второй категории с минимальным нормативным диаметром упругого изгиба $R$=1000$D_y$=500м [5] при ремонте методом замены дефектной «катушки» длиной 10 м. Материал трубопровода – сталь класса прочности К60. Расчет производился для двух случаев упругого изгиба опорожненного трубопровода в вертикальной плоскости: изгиб выпуклостью вверх и изгиб выпуклостью вниз. Положение изгиба принято посередине рассматриваемого участка. При расчете учитывались нагрузки от веса трубопровода с изоляцией и напряжения, вызванные первоначальным упругим изгибом. Расчетная схема участка трубопровода приведена на рис. 1. Положение I соответствует начальному изгибу трубопровода с минимальным нормативным радиусом изгиба. Положение II достигается при выведении участка трубопровода, подлежащего ремонту в единую продольную линию в местах будущих резов. Силы $F$ соответствуют усилиям от действия специальных регулировочных устройств.

Для вывода трубопровода в единую продольную линию определялись значения усилий $F$, при которых точки $A_0$, $O_0$, $B_0$ будут располагаться на горизонтальной прямой. Взаимное расположение торцевых поверхностей будущих резов оценивалось положением отрезков $A_в A_н$ и $B_в B_н$ относительно вертикальных осей.

Для решения задачи методом конечных элементов в среде Ansys с помощью инструментов виртуальной топологи смоделирован участок рассматриваемого трубопровода общей протяженность 32 м (рис.2). Перед закреплением на участок трубопровода были приложены изгибающие моменты по краям участка, которые обеспечили упругий изгиб с минимальным нормативным радиусом. После этого, были определены координаты положения характерных точек в местах закрепляемых концевых участков. Задав полученные координаты на торцах в качестве начальных условий при рассмотрении модели удалось добиться изогнутого положения трубопровода без приложения изгибающих моментов. В основу моделирования условий закрепления концевых участков в грунте положена модель Винклера при которой сопротивление грунта пропорционально поперечным перемещениям трубы. Для условий закрепления участков трубопровода, составляющих 3 м, применен коэффициент постели грунта равный 7 МН/м$^3$. На верхнюю образующую трубопровода в месте закрепления приложена распределённая нагрузка, соответствующая весу грунта.

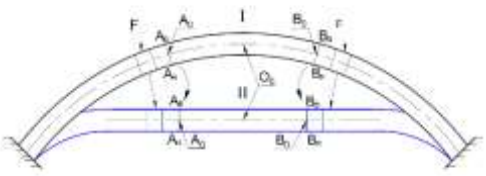


***Рис.1. Схема участка трубопровода с выпуклостью вверх***

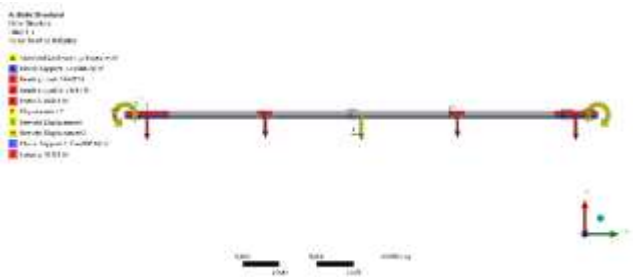


***Рис. 2. Модель участка трубопровода***

В процессе исследования на рассматриваемой модели были определены зависимости смещений контролируемых точек $A_0$, $O_0$, $B_0$ относительно друг друга, которые позволили определить усилия $F$, необходимые для установки осей в единую продольную линию. Определено, что для установки трубопровода, изогнутого выпуклостью вниз, значение $F$ составило 79,8 кН, а выпуклостью вверх – 41,4 кН. Установлено, что зависимости взаимного

смещения точек $A_0$ и $O_0$ от значения усилия $F$ имею линейный характер (рис. 3,4). При этом отмечено, что при нулевом смещении точек $A_0$ и $O_0$ отрезки $A_в A_н$ и $B_в B_н$ расположились на вертикальных прямых. Распределение напряжений до и после приложения расчетных нагрузок $F$ представлены на рис. 5, 6. Анализ напряжённо-деформированного состояния показал, что максимальные эквивалентные напряжения на участке трубопровода после приложения расчетных усилий $F$ составили соответственно 221,56 и 207,28 МПа.

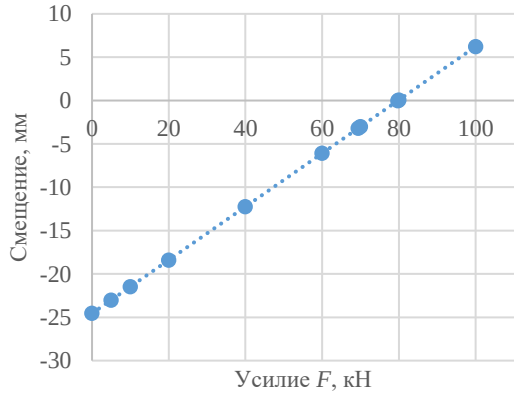



***Рис. 3. Зависимость смещения при начальной выпуклости участка вверх***

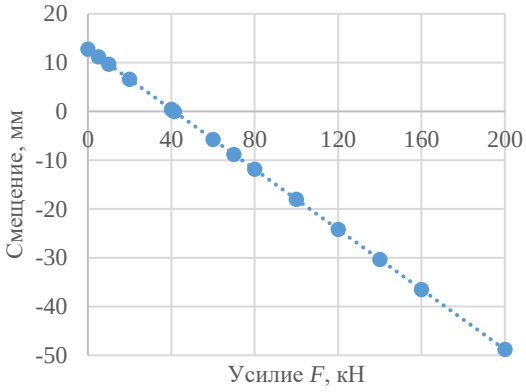



***Рис. 4. Зависимость смещения при начальной выпуклости участка вниз***

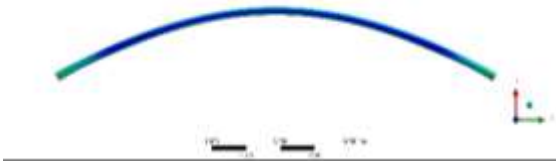


***Рис.5. Распределение напряжений на участке трубопровода без приложения усилий F***

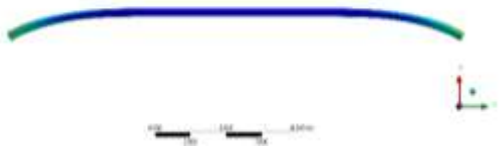


***Рис. 6. Распределение напряжений на участке трубопровода после приложения усилий F***

Предложена расчетная схема по определению усилий для установки осей участка упруго-изогнутого трубопровода в единую продольную линию. Для решения задачи разработана конечно-элементная модель, учитывающая условия закрепления трубопровода в грунте. Получены зависимости смещения контрольных точек от значения корректирующих положение усилий. Оценено напряженно-деформированное состояние до и после выведения трубопровода в единую продольную линию.

Литература

1. Ремонт магистральных трубопроводов с ненормативными радиусами изгиба оси трубы / Р. М. Аскаров, М. В. Чучкалов, М. Б. Тагиров, А. Н. Кукушкин // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2019. – № 12(96). – С. 72-77.
2. Варшицкий, В. М. Определение параметров ремонта трубопровода с начальной кривизной / В. М. Варшицкий, И. Б. Лебеденко, Э. Н. Фигаров // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – Т. 11. – № 1. – С. 70-77. – DOI 10.28999/2541-9595-2021-11-1-70-77.
3. Патент № 2708758 C2 Российская Федерация, МПК F16L 1/028, F16L 1/10. Способ ремонта дефектных участков трубопровода в траншее: № 2016139934: заявл. 10.10.2016: опубл. 11.12.2019 / Ю. Д. Коннов, Ю. Г. Матвеев, Р. Ф. Хабибуллин, А. Ю. Чеботарев.
4. РД 153-39.4-130-2002. Регламент по вырезке и врезке «катушек» соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов. М.: ГУП Издательство «Нефть и газ», 2002. 80 с.
5. СП 86.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80*. М.: Минрегион России, 2012. 47 с.

# ОПРДЕЛЕНИЕ КИСЛОРОДОСОДЕРЖАЩИХ ГРУПП В НЕФТЯХ МЕТОДОМ ПОТЕНЦИОМЕТРИЧЕСКОГО ТИТРОВАНИЯ

**[1,2]Зубарев Д.А., [2]Морозова А.В.**

Научный руководитель с.н.с. Г.И. Волкова[1,2]

***[1]Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия***

***[2]Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия***

Кислородорганические соединения (КОС) являются одной из основных групп гетероатомных компонентов, входящих в состав нефтей и нефтепродуктов. Содержание КОС в нефтях находится в пределах 0,1–3,6 % мас., достигая в отдельных образцах 7,0 % мас., при этом их значительная доля сосредоточена в смолисто-асфальтеновых веществах (САВ). Кислородорганические соединения нефти оказывают значительное влияние на процессы добычи и транспортировки нефти, поскольку обладают поверхностно-активными свойствами, а также способствуют формированию ядра сложной структурной единицы в нефти. Повышение эффективности добычи, транспорта и переработки тяжелых нефтей с высоким содержанием САВ актуализирует использование методов, позволяющих определить количественное содержание КОС [3-4].

Ранее было показано [1], что добавка высокосмолистой нефти (ВСН) в высокопарафинистую (ВПН) приводит к снижению вязкостно-температурных и энергетических параметров, ингибирует процесс осадкообразования. Комплексное воздействие, включающее ультразвуковую обработку (УЗО) раствора и последующее введение высокосмолистой нефти, способствует дополнительному снижению данных параметров [1]. Представляет интерес оценка распределения кислородсодержащих групп между дисперсной фазой (осадок) и дисперсионной средой (рафинат) в процессе осадкообразования.

Цель данной работы: определение кислотных групп в осадках и рафинатах высокопарафинистой нефти, и её смеси с высокосмолистой нефтью методом потенциометрического титрования. В качестве объектов исследования использовали ВПН и ВСН, групповой состав которых приведен в таблице 1.

***Таблица 1***

***Характеристика исследуемых нефтей***

| Нефть | Содержание, % мас. | | |
|---|---|---|---|
| | Масла (в том числе парафины) | Смолы | Асфальтены |
| ВПН | 98,6 (6,9) | 1,4 | отс. |
| ВСН | 59,0 (1,1) | 31,1 | 9,9 |

Для оценки ингибирующей способности ВСН, а также влияния комплексного воздействия (УЗО+ВСН) на свойства ВПН, проводили процедуру осадкообразования на установке, разработанной на основе метода «холодного стержня». Условия проведения эксперимента: температуры стержня и теплоносителя составляли 5 и 30 ℃ соответственно, время эксперимента 1 ч, навеска образца 40 г. Количество осадка, образовавшегося на стержне, определяли гравиметрически, и полученные значения пересчитывали на 100 г образца.

В работе использованы следующие обозначения: осадок-1 и рафинат-1 – осадок и рафинат, выделенные из ВПН; осадок-2 и рафинат-2 – осадок и рафинат, выделенные из ВПН после УЗО; осадок-3 и рафинат-3 – осадок и рафинат, выделенные из ВПН после добавки ВСН (10 % мас.); осадок-4 и рафинат-4 – осадок и рафинат, выделенные из ВПН после комплексного воздействия соответственно.

Анализ структурных фрагментов соединений в составе исходных нефтей определяли методом ИК-Фурье-спектроскопии (FTIR-спектрометр NICOLET 5700, Германия). Концентрацию кислородсодержащих функциональных групп в осадках и рафинатах определяли потенциометрическим титрованием (Иономер И-160МИ, ГОСТ 32327-2013).

Метод ИК-спектроскопии широко применяется для определения функционального состава КОС нефтей. Присутствие характеристических полос поглощения (п. п.) с максимумами в диапазонах 3610-3640, а также 3520-3560 $см^{-1}$ соответствуют валентным колебаниям связей О–Н-групп в фенолах и кислотах соответственно, п. п. 1700 $см^{-1}$ – С=О-группы в кислотах, 1730 $см^{-1}$ – С=О-группы в сложных эфирах, 1650 $см^{-1}$ – С=О-группы в амидах. Из рисунка 1 видно, что в ИК-спектрах ВПН и ВСН присутствует различный набор п. п. В отличие от ВПН, в ВСН присутствуют карбонильные группы в составе СООН-групп, о чем свидетельствует одновременное присутствие п. п. 1700 $см^{-1}$ – С=О-группы и в области 3000–3500 $см^{-1}$ – ОН-группы. Наличие в спектрах ВСН и ВПН п. п. в области 1030 $см^{-1}$ свидетельствует о присутствии сульфоксидных S=O-групп. Для количественной оценки содержания КОС в нефтях рассчитывали спектральные коэффициенты согласно методике, представленной в работе [2]. Как видно из таблицы 2, суммарное содержание кислородсодержащих функциональных групп в ВСН выше, чем в ВПН.

Метод потенциометрического титрования, в отличие от ИК-спектроскопии, позволяет дифференцировано определить содержание кислот различной силы в нефтяных объектах. Определено содержание слабых и сильных кислот в осадках и рафинатах, выделенных из ВПН, подвергнутой воздействию ультразвукового поля, а также после добавки ВСН и комплексной обработки.

***Таблица 2***

***Нормированные оптические плотности п. п. в ИК-спектрах образцов ВСН и ВПН***

| Образцы | Положение полосы поглощения, $см^{-1}$ | | |
|---|---|---|---|
| | 1700 | 1650 | 1030 |
| ВСН | 0,096 | 0,076 | 0,190 |
| ВПН | 0,023 | 0,025 | 0,072 |

Под термином «кислоты» в данном случае принимали все соединения, определяемые методом потенциометрического титрования спиртовым раствором КОН в среде смешанного растворителя (толуол – 2-пропанол). Сильные кислоты – это карбоновые кислоты, отрицательный десятичный логарифм константы диссоциации которых ($pK_a$) меньше 10 (бензойная или пальмитиновая кислоты). Слабые кислоты – это карбоновые кислоты (в том числе гуминовые) и фенолы с электроноакцепторными заместителями, $pK_a$ которых больше 10. Кривые титрования бензойной и гуминовых кислот представлены на рисунке 2.

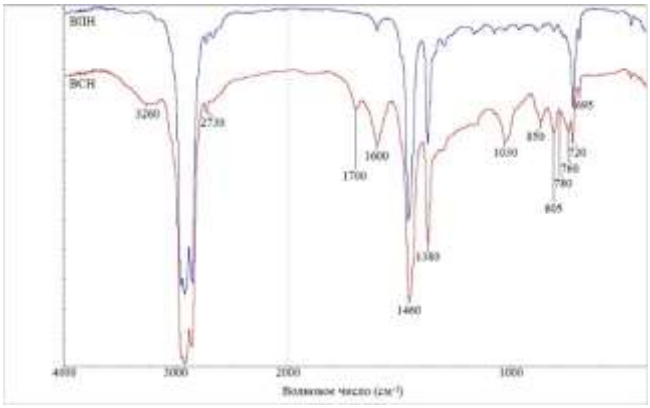



***Рис. 1. ИК-спектр ВПН и ВСН***

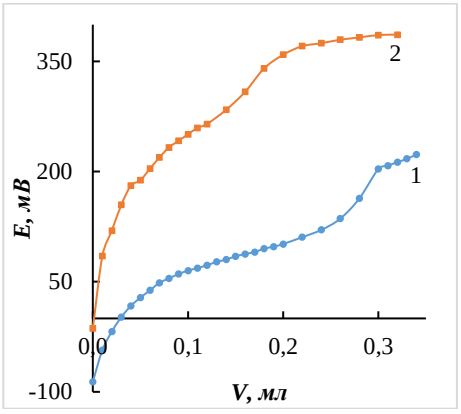



***Рис. 2. Кривые титрования: 1) – бензойная кислота; 2) – гуминовые кислоты***

В таблице 3 представлены концентрации кислотных групп в исследуемых осадках и рафинатах. Для осадков характерно значительно более высокое содержание кислотных групп, чем для рафинатов. Осадок-1 содержит большее количество суммарных кислородсодержащих функциональных групп (ΣCOOH), чем рафинат-1. Среди кислых компонентов в осадке-1 преобладают COOH-группы сильных кислот ($COOH_{сил}$), а в рафинате-1 COOH-группы слабых кислот ($COOH_{сл}$). После ультразвукового воздействия в осадке и рафинате заметно возрастает суммарное содержание COOH-групп по сравнению с осадком-1 и рафинатом-1 соответственно. Максимальное содержание ΣCOOH наблюдается в осадке-4 и рафинате-4, выделенных из ВПН после комплексного воздействия.

***Таблица 3***

***Содержание кислот в осадках и рафинатах***

| Образец | Содержание COOH-групп, мг KOH/г | | |
|---|---|---|---|
| | $C_{\Sigma COOH}$ | $C_{сил}$ | $C_{сл}$ |
| Осадок-1 | 0,10 | 0,06 | 0,04 |
| Рафинат-1 | 0,03 | 0,01 | 0,02 |
| Осадок-2 | 0,24 | 0,14 | 0,10 |
| Рафинат-2 | 0,02 | 0,01 | 0,02 |
| Осадок-3 | 0,45 | 0,19 | 0,26 |
| Рафинат-3 | 0,05 | 0,02 | 0,02 |
| Осадок-4 | 0,95 | 0,49 | 0,45 |
| Рафинат-4 | 0,22 | 0,11 | 0,10 |

Таким образом, методом потенциометрического титрования определено содержание сильных и слабых кислотных групп в осадках и рафинатах высокопарафинистой нефти и её смеси с высокосмолистой нефтью.

Литература

1. Morozova A.V. The influence of ultrasonic treatment on the properties of oil systems / A.V. Morozova, G.I. Volkova // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – V. 1611. – P. 012018. DOI:10.1088/1742-6596/1611/1/012018.
2. Morozova, A.V. Effect of the Petroleum Resin Structure on the Properties of a Petroleum-Like System / A.V. Morozova, G. I. Volkova // Petroleum Chemistry. – 2019. – V. 59. – № 10. – P. 1153–1160. DOI: 10.1134/S0965544119100086.
3. Rivera-Barrera D. Prediction of the total acid number (TAN) of colombian crude oils via ATR–FTIR spectroscopy and chemometric methods / D. Rivera-Barrera, H. Rueda-Chacón, D. Molina // Talanta. – 2020. – V. 206. – 120186. https://doi.org/10.1016/j.talanta.2019.120186.
4. Серебренникова О.В. Изменение состава и свойств высоковязкой нефти при воздействии композиций для увеличения нефтеотдачи пласта / О.В. Серебренникова, С.Н. Шерстюк, Л.Д. Стахина, П.Б. Кадычагов // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – № 3. – С. 122 – 125.

# ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСА «ДИОГЕН» ДЛЯ РАЗМЫВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕЗЕРВУАРОВ

**Иванова Д.В.**
Научный руководитель преподаватель И.В. Федоренко
***ОГБПОУ «Томский политехнический техникум», г. Томск, Россия***

В настоящее время самым распространённым оборудованием для хранения нефти и нефтепродуктов являются резервуары. Резервуары отличаются по форме, размерам, назначению. Но для всех характерна проблема-образование донных отложений. Донные отложения образуются в результате осаждения тяжёлых фракций углеводородов. Они уменьшают объём резервуаров и снижают качество нефтепродуктов. Поэтому вопрос удаления этих отложений является актуальным до сих пор. В настоящее время все известные способы удаления подразделяются на ручные, механизированные и химико-механизированные. Каждый из способов имеет как свои преимущества, так и недостатки, указанные в таблице. [4]

***Таблица***

***Характеристика способов удаления донных отложений***

| Способ | Метод | Преимущества | Недостатки |
|---|---|---|---|
| Ручной | Очистка вручную при помощи скребков. | Доступность, высокое качество очистки, не требуются дополнительные затраты. | Токсичность для человека, необходимость вывода резервуара из технологической цепи и полное его опорожнение. |
| Механизированный | Очистка без доступа человека, с помощью различных приспособлений:<br>-скребки с подъёмными устройствами;<br>-миксеры, мешалки;<br>-система СуперМакс. | Значительно сокращает объем тяжелых операций, вредных для здоровья человека, время очистки, уменьшает простой резервуара и снижает стоимость процесса. | Большой расход тепловой энергии на подогрев холодной воды, необходимость откачки загрязненной воды на очистные сооружения, сравнительно большие потери легких фракций из нефтеостатков. |
| Химико-механизированный | Очистка с помощью:<br>-растворов моющих средств (нефть. химические реагенты, растворитель парафина в сочетании с перемешиванием и подогревом отстоя, адсорбирующая эмульсия, раствор технического препарата МП-72)<br>-подогрев остатков нефтепродуктов;<br>-применение гидравлической системы размыва. | Способствует повышению качества очистки, интенсивности процесса очистки, характеризуется незначительным применением ручного труда. | Необходимость применения специального реагента и дальнейшая очистка растворов моющих средств от нефтешламов (нефтеостатков). |

АО «Томзэл» разработало взрывозащищенное устройство для размыва донных отложений ДИОГЕН-500/700/700М. Устройство имеет 3 типа исполнения.

1) Классический тип;

2) С регулируемым приводом поворота «Диоген РП»;

3) Устройство повышенной мощности «Диоген СПМ».

Технологический процесс размыва и удаления донных отложений из действующих резервуаров комплексом «Диоген» заключается в периодическом перемешивании нефти в резервуаре и включает такие операции как:

-размыв и удаление донных отложений;

-контроль качества нефти по критериям состава массовой доли воды в эмульсии, хлористых солей, технических примесей, серы и других показателей в соответствии с требованиями ГОСТа к качеству товарной нефти;

-контроль эффективности процесса размыва и удаления донных отложений из резервуаров и отстойников с нефтью. [2]

Технический процесс по размыву и удалению донных отложений из резервуаров и отстойников производится при текущей эксплуатации резервуаров для обеспечения величины остатка донных отложений не более 20 миллиметров.

Устройство устанавливается на крышке люка-лаза в нижнем поясе резервуара и создает в горизонтальной плоскости направленную длинную струю жидкости, создавая круговое вращение, размывая и перемещая донные отложения (рис.). [3]

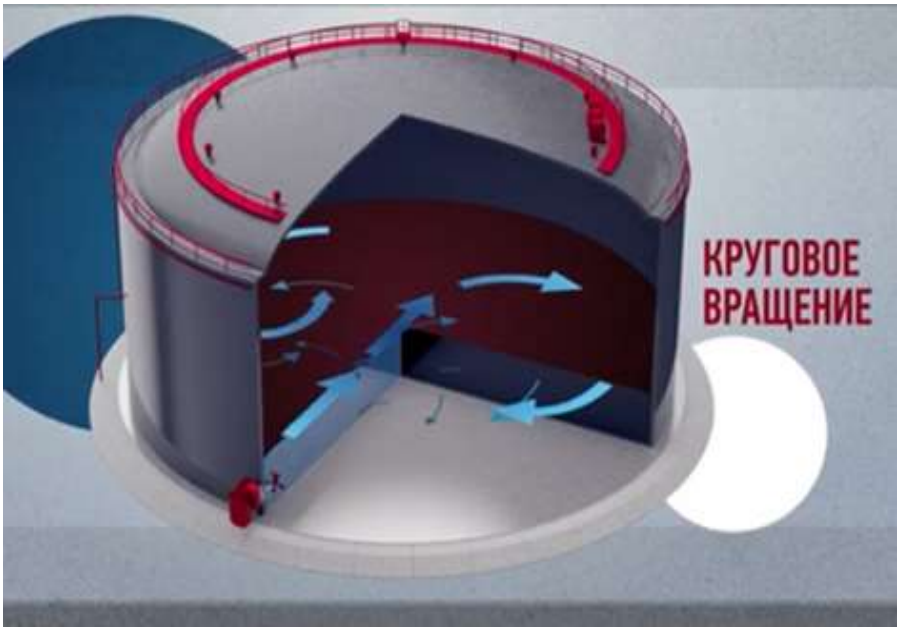



***Рис. Направление движения размывающей струи в резервуаре***

Длина струи до 47 метров, угол поворота вала до 60 градусов, температура от -60˚ С до +40˚С. Минимальный уровень нефти для безопасного технического процесса должен быть не менее трех метров для резервуаров без понтона и плавающей крыши, и не менее пяти метров для резервуаров с понтоном или плавающей крышей. При проведении работ замер уровня донных осадков производится через замерный люк резервуара до и после размыва. [3]

Запуск в работу и остановку производят от местного поста управления, установленного рядом с укрытием, а также возможен запуск устройства с автоматизированного рабочего места оператора. По окончании процесса размыва товарный оператор отключает прибор «Диоген», о чём сообщается оператору нефтеперерабатывающей станции. По согласованию с диспетчером нефть со взвешенными донными осадками не позднее чем через 4 часа после выключения устройства откачивают в магистральный нефтепровод до минимального рабочего уровня резервуара. [1]

Применение комплекса «Диоген» позволяет удалять донные отложения без опустошения и вывода резервуара из эксплуатации, сохраняет резервуарную ёмкость в рабочем режиме в технологическом процессе работы предприятия, приводит продукт в резервуаре к однородному составу. Отличительной особенностью устройства является полная система контроля и автоматизация процесса. Устройства типа «Диоген» упрощают эксплуатацию резервуарных ёмкостей и успешно применяются на предприятиях топливно-энергетического комплекса России, Белоруссии и Казахстана.

Литература

1. Технологические регламенты (стандарты предприятия) акционерной компании по транспорту нефти «Транснефти»: В2т./ Под редакцией С.М. Вайнштока-М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.
2. Трубопроводный транспорт нефти: учебник для вузов: В 2 т./Г.Г.Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др.; Под ред. С.М.Вайнштока. — М.: Недра, 2002.
3. https://www.youtube.com/watch?v=2jJudFRjDBY
4. https://www.elibrary.ru/item.asp?id=11526921&

# ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА ДИНАМИЧЕСКИМ МЕТОДОМ ИЗМЕРЕНИЯ ТВЕРДОСТИ

**Косихин З.С., Павлюк М.Е.**
Научный руководитель доцент Н.В. Гончаров
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Оценка остаточного ресурса является одной из важнейших задач при сооружении и эксплуатации действующих магистральных трубопроводов нефти и газа. Деградация металла в процессе эксплуатации является основной причиной усталостного разрушения труб. Для оценки степени деградации используются показатели физико-механических свойств металла, которые в процессе эксплуатации изменяются под влиянием различных факторов, в том числе коррозии, химического взаимодействия металла с транспортируемой средой, старения и др. Как показывают исследования, оценка степени деградации трубопроводных сталей при длительной эксплуатации возможна по результатам измерения твердости [4]. В тоже время, отмечено, что среднего значения твердости недостаточно для оценки текущего состояния трубопроводных сталей и требуется дополнительно учитывать параметры распределения значений, полученных с помощью массовых измерений [1, 2].

Для массовых измерений твердости в полевых условиях в настоящее время широко применятся динамические методы измерений, которые отличаются достаточной точностью и высокой производительностью [3]. Пониженный уровень механического воздействия современных динамических твердомеров на испытуемые образцы позволяет применять их в качестве средств измерения при проведении неразрушающего контроля.

Задачей исследования являлось определение параметров твёрдости образцов труб, находившихся в длительной эксплуатации динамическим методом с использованием портативного прибора, и последующая оценка текущего состояния металла. В качества исследуемых образцов использовались образцы, вырезанные из участков действующего магистрального газопровода-отвода с внешним диаметром 530 мм, толщиной стенки 7 мм. Сталь CSN 1.0562 аналог 10Г2С1, год выпуска 1985. В качестве эталонов для калибровки и сравнения параметров оценок твердости использовались стандартные меры твердости по Бринеллю МТБ-1.

Определение характеристик твердости производилось в лабораторных условиях при температуре 23˚С. Перед началом измерений была произведена шлифовка поверхностей всех образцов с применением шлифовальной машинки. Для проведения исследования с помощью струбцин на наружной и внутренней поверхности образцов были закреплены две металлические линейки (рис. 1, 2). Линейка № 1 размещалась по направлению вдоль дуги образца, зажималась струбцинами и в процессе исследования не перемещалась, линейка №2 размещалась перпендикулярно линейке №1 и прикладывалась к ней своей торцевой поверхностью, после чего зажималась. Далее производилась серия из 60 измерений при перемещении ударного датчика с шагом 2 мм вдоль линейки №2. После этого, линейка №2 перемещалась на 2 мм вдоль линейки №1, вновь закреплялась и производилась следующая серия измерений. Количество серий на каждой поверхности равнялось 17. По результатам измерений получены 1020 значений на внешней и внутренней поверхности образца. На эталоне меры твердости МТБ-1 были проведены 315 измерений с шагом 2 мм. На рис. 3, 4 представлены поверхности образца и эталона после измерения твердости.

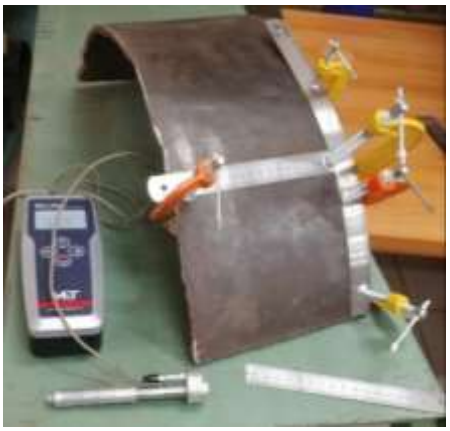


***Рис. 1. Закрепление линеек на наружной поверхности***

***Рис. 2. Закрепление линеек на внутренней поверхности***

Плотности распределения полученных значений твердости для наружной и внутренней поверхностей образца представлены на гистограммах (рис. 5,6). В процессе статистической обработки, проводимой в программе Excel, определялись следующие показатели: размах вариации ($R$), максимальное значение ($Max$), минимальное значение ($Min$), среднее значение ($\overline{H}$), медиана (Me), мода (Mo), среднее квадратичное отклонение ($\sigma H$), коэффициент эксцесса ($KH$), коэффициент асимметрии ($AH$), дисперсия ($D(X)$), коэффициент вариации ($CV$). Значения оценок показателей распределения представлены в табл.

Анализ по результатам статистической обработки показал, что среднее значение твёрдости для наружной и внутренней поверхностей образца близки и соответственно составляют 119,2 НВ и 120,1 НВ. При этом значение показателя дисперсии и коэффициента вариации существенно отличаются. Большие значения характерны для наружной поверхности $D(X)$=61,9; $CV$=6,6. Для внутренней поверхности $D(X)$=35,3; $CV$=4,94. Полученные значения

подтверждают то, что деградация внешней поверхности трубы после длительной эксплуатации больше, чем у внутренней поверхности. Для сравнения, у эталона значения $D(X)$=10,8; $CV$=2,54.

***Рис. 3. Поле измерений на внутренней поверхности образца***

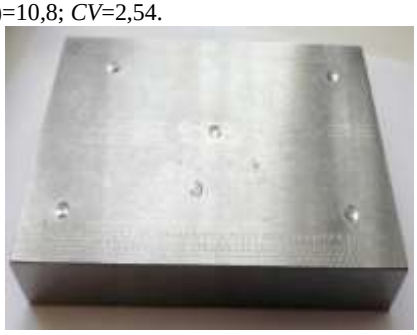


***Рис. 4. Поля измерений на эталоне***

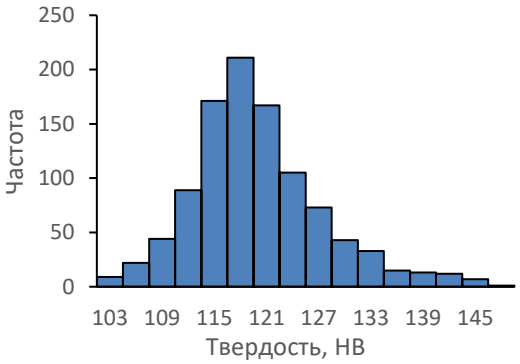



***Рис. 5. Гистограмма значений твердости на внешней поверхности образца***

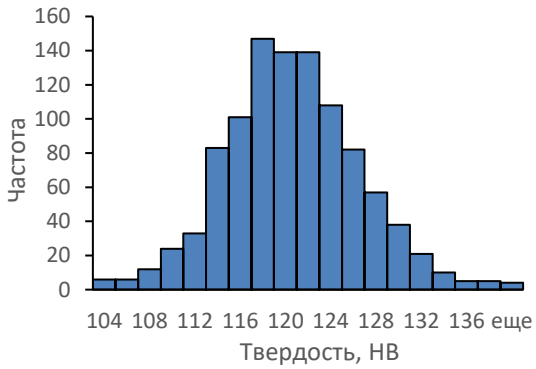



***Рис. 6. Гистограмма значений твердости на внутренней поверхности образца***

***Таблица***

***Оценки показателей твердости***

| Вид образца | *N* | *R* | *Min* | *Max* | $\bar{H}$ | Me | Mo | *D(X)* | σ*H* | *KH* | *AH* | *CV* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Эталон | 315 | 20 | 120 | 140 | 129,7 | 130 | 128 | 10,8 | 3,3 | 0,4 | 0,01 | 2,54 |
| Образец снаружи | 1020 | 56 | 100 | 156 | 119,2 | 118 | 118 | 61,9 | 7,9 | 1,9 | 0,99 | 6,60 |
| Образец внутри | 1020 | 38 | 102 | 140 | 120,1 | 120 | 118 | 35,3 | 5,9 | 0,3 | 0,18 | 4,94 |

Произведены измерения твердости образца трубы магистрального газопровода, находящегося в длительной эксплуатации, с использованием портативного динамического твердомера. Получены значения параметров твёрдости образца на внешней и внутренней поверхностях. На основании анализа результатов статистической обработки параметров твердости, установлено, что деградация внешней поверхности трубы, после длительной эксплуатации, больше, чем внутренней поверхности.

Литература

1. Контроль текущего состояния металла труб действующих газопроводов. Метод исследования и результаты / А.А. Лебедев, Н.Р. Музыка, Н.Л. Волчек, С.А. Недосека // Проблемы прочности. – 2003. – № 2. – С. 29-36.
2. Разработка метода оценки остаточного ресурса основного металла труб нефтегазопроводов на основе измерения твердости с малой нагрузкой: автореферат дис. ... кандидата технических наук: 25.00.19 / Михалев Андрей Юрьевич; [Место защиты: Ухтин. гос. техн. ун-т]. – Ухта, 2012. – 23 с.
3. Фаюстов, А.А. Инновационные методы при измерениях твердости материалов / А.А. Фаюстов, О.Д. Новокшонова // Наукоемкие технологии и инновации (XXIV научные чтения): Сборник докладов Международной научно-практической конференции, Белгород, 21–22 октября 2021 года. – Белгород: Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, 2021. – С. 454-459.
4. Формирование параметрических моделей для мониторинга изменения свойств материалов в процессе эксплуатации газопроводов / В.А. Субботин, Ю.В. Колотилов, С.К. Ивашко, В.Ю. Смирнова // Все материалы. Энциклопедический справочник. – 2017. – № 3. – С. 18-23.

# СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

**Крюковский М. В.**
Научный руководитель доцент М.С. Турбаков
***Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия***

Транспортировка углеводородов является важнейшей задачей для эффективного участия на рынке энергоносителей.

На данный момент в России применяют следующие виды транспортировки нефтепродуктов:

- автотранспортом,
- железнодорожным транспортом,
- пассивная транспортировка (через нефтепроводные трубы),
- водным транспортом.

Нефтепроводы подразделяют на два типа: наземной прокладки и подземной прокладки.

Наземные нефтепроводы являются более дешёвыми (в отличии от нефтепроводов подземной прокладки), более простыми в обслуживании. Тем не менее быстрее происходит износ труб.

Наиболее распространёнными видами транспортировки нефтепродуктов в России являются автотранспортная и железнодорожная транспортировки.

При транспортировке нефтепродуктов автотранспортом и железнодорожным транспортом могут возникнуть некоторые проблемы, трудности, которые необходимо будет решать:

- потенциальное воспламенение нефтепродукта,
- возможная угроза экологии,
- угроза поломки основных технических узлов транспорта. [3]

Автотранспортный тип транспортировки нефтепродуктов является наиболее перспективным в современном мире. Это связано с потребностью внутреннего рынка Российской Федерации. [1]

Транспортируемые нефтепродукты подразделяют на два вида:

- тёмные нефтепродукты (гудроны, кокс, битумы, мазуты и другие тяжёлые остатки нефтепереработки),
- светлые нефтепродукты (бензины, дизельное топливо, керосин, лигроин).

Для транспортировки тёмных нефтепродуктов (в условиях низких температур) могут понадобиться специальные цистерны, которые снабжены автономным термогенератором и термоносителем.

Цистерны с современной системой подогрева стоят дороже, а в Российской Федерации малое количество их производителей, поэтому подобные цистерны пользуются большим спросом у заказчиков. [1]

Одним из способов усовершенствования процесса транспортировки является внедрение топливных ёмкостей из композитных материалов. В основе этой технологии лежит использование химически стойкого стеклопластика, который прочнее и долговечнее металла. Стены таких цистерн более устойчивы к деформированию и в меньшей степени реагируют в агрессивных средах (повышается эффективность транспортировки светлых нефтепродуктов, практически отсутствует электрохимическая коррозия).

Также трудности могут возникнуть при заполнении цистерны или сливе тёмных нефтепродуктов из-за их повышенной вязкости. В таких случаях необходимо использовать специальные насосы, которые обладают высокой степенью пожаробезопасности и взрывобезопасности. [5]

Для транспортировки светлых нефтепродуктов необходимо использовать автоцистерны, которые оснащены герметичными люками. Это необходимо для того, чтобы препятствовать испарению нефтепродуктов. Для этого используют герметичные резиновые прокладки, которые препятствуют испарению нефтепродуктов.

Выделяют следующие особенности цистерн для транспортировки светлых нефтепродуктов:

- наличие колпачных систем верхнего слива,
- изготовление ёмкостей из двухслойной, углеродистой, коррозионностойкой, низколегированной сталей, алюминиевых сплавов,
- различная форма днища цистерны: сферическое, коническое, плоское,
- оснащение цистерн волногасителями и кольцами жёсткости (расположены во внутренней части),
- для предотвращения трения нефтепродукта о стенки патрубков их выполняют из специальных материалов. [3]

В настоящее время цистерны выполняются из материалов повышенной устойчивости, но нередко этого оказывается недостаточно.

Повреждающее коррозийное воздействие обусловлено некоторыми факторами:

- уровнем содержания воды в нефтепродукте,
- химическим составом нефтепродукта,
- частотой заполнения цистерн нефтепродуктами. [5]

Литература

1. Бесланеева М. С. Правовые, экономические, технические аспекты импортозамещения в современных условиях [Текст] / М. С. Бесланеева // Ликвидационные фонды: проблемы и перспективы создания в России: материалы научно-практической конференции. – М., 2015. – С. 33–40.
2. Гаджиев Д. Р. Новые технологии топливно-энергетического комплекса [Текст] / Д. Р. Гаджиев // Разработка и изготовление беспилотного летательного аппарата с функцией записи видео: материалы научно-практической конференции. – Т., 2015. – С. 119–122.

3. Джафарова Е. Н. Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук [Текст] / Е. Н. Джафарова // Оценка систем транспортировки нефти с учетом надежности элементов: материалы научно-практической конференции. – А., 2011. – С. 114–117.
4. Купцова О. А. Правовые, экономические, технические аспекты импортозамещения в современных условиях [Текст] / О. А. Купцова // Правовые проблемы транспортировки нефти и газа посредством системы трубопроводов: материалы научно-практической конференции. – М., 2015. – С. 41–44.
5. Мацюк А. С. Новые технологии - нефтегазовому региону [Текст] / А. С. Мацюк // Методы борьбы с парафиноотложениями при транспортировке и подготовки нефти: материалы научно-практической конференции. – Т., 2019. – С. 95–97.

## МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ И УПРАВЛЕНИЕ СРОКОМ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

**Курасов О.А.**
Научный руководитель профессор П.В. Бурков
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Обеспечение эксплуатационной эффективности опасных производственных объектов в течение всего их жизненного цикла становится все более сложной задачей организации комплексного мониторинга текущего состояния таких сооружений, оценки их подверженности внешнему воздействию, проведения мер по смягчению и недопущению негативных последствий, которые могут привести к отрицательным последствиям, в том числе человеческим жертвам, травмам и экономическим потерям.

Трубопроводы являются основным видом транспорта природного газа. Утечки в газопроводах (ГП) могут привести к взрывам и пожарам и стать причиной человеческих жертв, ущерба окружающей среде и материальных потерь. Эффективный анализ рисков имеет большое значение для предотвращения и снижения вероятности возникновения потенциальных аварий. Вовремя принятые меры по обеспечению условий безопасной эксплуатации ГП могут свести их степень аварийности к минимуму.

Надлежащее внимание должно быть уделено методам статистического и компьютерного моделирования, которые связаны с изучением динамики предельных состояний конструкций при эксплуатации газотранспортных систем (ГТС) в сложных условиях, принимая во внимание первичные и вторичные факторы риска.

ГП являются одной из основных частей системы трубопроводного транспорта и эксплуатируются зачастую в сложных условиях, поэтому аварии на них носят затяжной характер и приводят к серьезным экологическим и материальным последствиям для региона.

Задачи, связанные с транспортировкой природного газа, включают в себя поиск оптимального решения для повышения экономической эффективности. Данные о способности трубопроводной системы поддерживать производительность в течение определенного периода времени также должны быть учтены. Производительность характеризуется надежностью такого объекта и определяет его качество. Обеспечение бесперебойной и равномерной подачи газа потребителям зависит от надежности ГТС.

Эксплуатационная эффективность ГП должна быть сосредоточена на диагностике устройств, используя крупнейшие базы данных оценки рисков на промышленных предприятиях. 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.

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 [1].

Моделирование задач анализа процессов и оптимизации условий транспортировки газа особенно актуальны в трубопроводном транспорте, и, в частности, в газовой промышленности. Математическое моделирование позволяет рассчитывать технологические параметры газового оборудования без проведения промышленных экспериментов.

Общая постановка задачи исследования сводится к сопротивлению некоторому будущему механизму отказа. Существует большое разнообразие доступных методов смягчения негативных последствий и методов их контроля, которые позволяют прогнозировать технические условия при проектировании, эксплуатации и техническом обслуживании ОПО.

Компоненты метода оценки риска являются специфическими для всех видов опасностей. В случае, если анализируются промышленные объекты, то, во-первых, необходимо проанализировать вероятности опасных ситуаций, а во-вторых, проанализировать последствия реализации таких опасностей.

Основным показателем является вероятность безотказной работы, которая может быть определена по формуле (1):

$$P(\tau) = e^{-\lambda\tau}, \quad (1)$$

где $\lambda$ = интенсивность отказов; $\tau$ = время.

Основной статистической характеристикой аварийности на ГП является интенсивность аварий (2):

$$\lambda = \frac{N}{L \cdot \tau}, \quad (2)$$

где $L$ = протяженность ГП; $\tau$ = время.

Кроме того, статистика аварий или рассчитанные данные о надежности технологического оборудования, характерной для описанных выше производственных объектов, или данные, полученные по опыту эксплуатации аналогичных действующих объектов, могут использоваться для определения частот возникновения чрезвычайной ситуации (в том числе в результате ошибки персонала).

Риски R(τ), сформированные на этой стадии жизненного цикла τ, оцениваются в соответствии с вероятностью P(τ) отказов, аварийных или катастрофических ситуаций и ущербам U(τ) как (3) [2]:

$$R(\tau) = P(\tau) \cdot U(\tau). \quad (3)$$

Функция риска лучше подходит для оценки безопасности оборудования, поскольку она содержит оценки потенциальных потерь.

Человеческие ошибки на разных этапах проекта будут включены в оценки рисков и будут учитываться в течение всего жизненного цикла эксплуатации ОПО. Кроме того, оценка риска, связанного с частотой ошибок человека, должна включать сценарии, описывающие изменение распределения вероятностей несущей способности конструкций и внешних эксплуатационных нагрузок, а также предельных состояний из-за большого числа вероятностей ошибок.

Вероятностные характеристики, представленные «деревьями событий» и «деревьями отказов» необходимы для определения надежности PQR(τ).

Анализ дерева событий представляет собой совокупность количественных или качественных методов, используемых для определения возможных результатов и вероятностей исходного события.

Разработка сценариев чрезвычайных ситуаций позволяет получить исходные данные о потенциальных воздействиях и неблагоприятных факторах, а также служит основой для комплексной оценки поврежденности ОПО. Чтобы определить возможные сценарии возникновения и развития опасных ситуаций для ГП, необходимо учитывать следующие типы аварий: пожар-вспышка, пожар пролива, факел и взрыв [3].

Анализ отказов в основном представляет собой дедуктивный эмпирический подход, направленный на определение причины или сочетания причин событий.

Подходы к управлению рисками обычно количественные. Однако из-за недостатка информации об эксплуатации ГТС полный количественный анализ не всегда возможен. В то же время оценка управления рисками требует учета наиболее серьезных возможных инцидентов при обслуживании подобных объектов. Поэтому в таком случае может оказаться полезным сравнительное количественное или качественное ранжирование рисков.

Технический риск определяется как (4):

$$R_T(\tau) = 1 - P_{QR}(\tau). \quad (4)$$

Надежность $P_{QR}(\tau)$ может включать в себя долговечность, безотказность, устойчивость, сохраняемость или их различные комбинации, в зависимости от назначения и условий эксплуатации объекта.

В настоящий момент параметры ущерба $U(\tau)$, в основном экономические, которые соответствуют рассматриваемым условиям (отказы, аварии и катастрофы), устанавливаются в контексте анализа надежности $P_{QT}(\tau)$ и техногенного риска $R_t(\tau)$.

Выполнение комплекса этих работ позволит не только увеличить сроки эксплуатации существующих объектов, но и проектировать перспективные объекты транспорта природного газа с высоким уровнем надежности и поддерживать его на разных стадиях их жизненного цикла.

## Литература


1. Курасов, О. А. Анализ опасностей и мониторинг состояния опасных производственных объектов газотранспортных систем для оценки безопасности эксплуатации и ресурса / О.А. Курасов // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы XI Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, посвященной 40-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске, Нижневартовск, 22 апреля 2021 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2021. – С. 209-212.
2. Бурков, П. В. Структура основных расчетов для определения и управления сроком безопасной эксплуатации промышленных объектов газотранспортного сектора с учетом рисков и предельных состояний / П. В. Бурков, О. А. Курасов // Сборник тезисов XI международной научно - практической конференции, Ижевск, 16 апреля 2021 года. – Ижевск: Издательский дом "Удмуртский университет", 2021. – С. 29 - 34.
3. Курасов, О. А. Пути обеспечения безопасности и ресурса объектов транспорта и хранения природного газа с учетом эксплуатационных параметров процесса нагружения / О. А. Курасов // Новые технологии - нефтегазовому региону: материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Тюмень, 17–19 мая 2021 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2021. – С. 108-110.

# РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ, ПОДВЕРЖЕННЫХ ВЛИЯНИЮ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ПРОЦЕССОВ

**Луценко М.Е.**
Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Проектирование промысловых нефтепроводов – это комплексный процесс, включающий оценку условий расположения объекта, свойств транспортируемой жидкости и режимов работы трубопровода. Промысловые нефтепроводы должны соответствовать требованиям надежности, безопасности и энергетической эффективности, что в определенной степени отражено в действующей нормативно-технической документации [1, 2]. Однако за последние 30 лет нормативные документы практически не изменялись, что привело к отсутствию ряда норм проектирования, которые необходимы эксплуатирующим организациям.

В ходе эксплуатации промысловых нефтепроводов их характеристики могут существенно изменяться ввиду воздействия внешних факторов, следовательно, критерии качества могут значительно отклоняться от требуемых проектных значений. Одним из таких факторов являются нестационарные процессы или неустановившиеся режимы, вследствие которых возникают динамические нагрузки, что наблюдается на участках нефтесборных коллекторов. Пульсации давления, возникающие ввиду изменения реологических свойств нефти, фазовых переходов, скачков количественных параметров, а также при пусках и остановках перекачки, работе запорной и регулирующей арматуры, различного рода отказах и авариях, оказывают интенсивное влияние на напряженно-деформированное состояние труб. Поэтому учет нестационарных процессов при проектировании промысловых нефтепроводов позволит обеспечить более высокие показатели надежности и безопасности.

Цель работы: разработка алгоритма выбора оптимальных параметров промысловых нефтепроводов при возникновении и развитии нестационарных процессов. Для учета влияния нестационарных процессов под ними рассматривается явление прямого гидравлического удара, который рассчитывается по формуле Н.Е. Жуковского.

Специалисты проектирующей организации стремятся минимизировать капитальные затраты на строительство трубопроводов путем снижения металлоемкости проектов, что не всегда является оптимальным решением в случае возникновения нестационарных процессов. Чрезмерное уменьшение диаметра проектируемого нефтепровода способствует увеличению скорости потока транспортируемой среды, что вызывает более амплитудные пульсации давления, а также увеличивает потери напора на трение. Чрезмерное увеличение диаметра напротив может привести к такому режиму течения, при котором будет наблюдаться расслоение водонефтяных эмульсий с образованием водного подслоя и выносом механических примесей, что будет способствовать развитию коррозии по нижней образующей нефтепровода, по причине которой происходит большая часть всех отказов промысловых нефтепроводов. Для соблюдения режима, при котором внутренняя коррозия оказывает меньшее влияние на трубопровод, используется гидродинамический параметр – критерий Фруда. Таким образом, алгоритм выбора оптимальных параметров промысловых нефтепроводов, подверженных влиянию нестационарных процессов, с точки зрения надежности, безопасности и энергетической эффективности должен включать не только расчеты неустановившихся режимов, но и дополнительные расчеты, упомянутые выше.

Алгоритм реализован в табличном редакторе MS Excel, упрощенно его можно представить в виде блок-схемы (рисунок). В качестве входных данных используются характеристики: производительность нефтепровода; рабочее давление; предел текучести стали; коэффициенты запаса, указанные в [2]; припуск на общую коррозию; модули упругости стали и нефти; коэффициент Пуассона; радиус упругого изгиба; коэффициент температурного расширения; температурный перепад; шероховатость труб; длина нефтепровода; плотность нефти; вязкость нефти; требуемое давление в конце участка. Подстановка наружных диаметров производится в соответствии с сортаментом труб, представленном в [1]. Расчеты потерь напора на трение в трубопроводе, напряжений при нестационарных процессах и критерия Фруда производятся параллельно, и для признания диаметра и соответствующей ему толщины стенки оптимальными необходимо соблюдение всех трех условий представленного алгоритма. Остальные параметры и расчетные формулы алгоритма представлены в таблице 1.

***Рис. Алгоритм выбора оптимальных параметров промысловых нефтепроводов, подверженных влиянию нестационарных процессов***

***Таблица 1***

***Параметры и расчетные формулы алгоритма выбора оптимальных параметров промысловых нефтепроводов, подверженных влиянию нестационарных процессов***

| Символ | Расшифровка | Единица измерения | Символ | Расшифровка | Единица измерения |
|---|---|---|---|---|---|
| $p$ | Рабочее давление | МПа | $\alpha$ | Коэффициент линейного температурного расширения | $(^oC)^{-1}$ |
| $Q$ | Производительность | $м^3/с$ | $r$ | Радиус упругого изгиба | м |
| $\rho$ | Плотность нефти | $кг/м^3$ | $\mu$ | Коэффициент Пуассона | - |
| $\sigma_т$ | Предел текучести стали | МПа | $C$ | Припуск на общую коррозию | мм |
| $R$ | Расчетное сопротивление | МПа | $D$ | Наружный диаметр нефтепровода в соответствии с сортаментом по [1] | мм |
| $l$ | Длина нефтепровода | м | $\delta$ | Толщина стенки трубы нефтепровода по [1] | мм |
| $E$ | Модуль упругости стали | МПа | $d$ | Внутренний диаметр нефтепровода | мм |
| $\Delta t$ | Температурный перепад | $^oC$ | $\vartheta$ | Скорость потока среды нефтепровода | м/с |
| $c$ | Скорость распространения ударной волны | м/с | $\Delta p$ | Перепад давления при гидравлическом ударе нефтепровода | МПа |
| $y_{fp}$ | Коэффициент надежности по внутреннему давлению | - | $P$ | Давление при гидравлическом ударе нефтепровода | МПа |
| $\sigma_i^{кц}, \sigma_i^{пр}, \sigma_i^{экв}$ | Кольцевые, продольные и эквивалентные напряжения | МПа | $Fr$ | Критерий Фруда | - |
| $Re$ | Число Рейнольдса | - | $\lambda$ | Коэффициент гидравлического сопротивления | - |
| $\nu$ | Кинематическая вязкость нефти | $м^2/с$ | $p_{тр}$ | Потери давление на трение | МПа |

Расчетные формулы

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| $\delta = \frac{y_{fp} \cdot p \cdot D_i}{2 \cdot R} + C$ | $\vartheta = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2}$ | $\Delta p = \rho \cdot c \cdot \vartheta$ | $Fr = \frac{\vartheta^2}{D \cdot g} > 2{,}25$ | $Re = \frac{\vartheta \cdot d}{\nu}$ | $\sigma_i^{кц} = \frac{y_{fp} \cdot P \cdot D}{2 \cdot \delta}$ |
| $\sigma_i^{пр} = \mu \cdot \sigma_i^{кц} - E \cdot \alpha \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot r}$ | $\sigma_i^{экв} = \sqrt{(\sigma_i^{кц})^2 - \sigma_i^{кц} \cdot \sigma_i^{пр} + (\sigma_i^{пр})^2}$ | $\lambda = \frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{Re}}$ | $p_{тр} = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\vartheta^2}{2 \cdot g} \cdot \rho \cdot g$ | | |

При реализации предложенного алгоритма будет определен вариант промыслового нефтепровода с оптимальными параметрами – диаметром и толщиной стенки. В случае выполнения всех требований алгоритма несколькими вариантами наиболее оптимальный выбирается по результатам технико-экономического обоснования, которое включает расчет капитальных и эксплуатационных затрат. Совокупность технических и экономических параметров позволит определить лучший вариант как с точки зрения надежности нефтепровода, так и со стороны эффективного использования материальных ресурсов.

В таблице 2 приведены результаты работы алгоритма для случайно подобранных исходных данных.

***Таблица 2***

***Результаты работы алгоритма для случайно подобранных исходных данных***

| Исходные данные | | Диаметр нефтепровода (мм) | Толщина стенки трубы (мм) |
|---|---|---|---|
| $p = 3$ МПа | $Q = 43200 \frac{м^3}{сут}$ | 402 | 7 |
| | | 426 | 7 |
| Сталь: 10Г2СБ | Категория: нормальная | 478 | 9 |
| $\nu = 0{,}00006$ $м^2/с$ | $l = 500$ м | 480 | 9 |

В результате проведенной работы можно сделать следующие выводы:

- разработан алгоритм выбора оптимальных параметров промысловых нефтепроводов, подверженных влиянию нестационарных процессов, с учетом минимизации воздействия внутренней коррозии и соблюдения проектных режимов перекачки;

- проверена работа алгоритма на случайно подобранных характеристиках промысловой системы, полученные оптимальные параметры промыслового нефтепровода представлены в таблице 2.

Дальнейшая работа будет направлена на внедрение в представленный алгоритм параметров экономической оценки, на основе которых будет сформировано окончательное решение по выбору оптимальных параметров промысловых нефтепроводов.

Литература

1. ГОСТ 31443-2012 Трубы стальные для промысловых трубопроводов. Технические условия [Электронный ресурс] / URL: https://docs.cntd.ru/document/1200103221
2. ГОСТ Р 55990 – 2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ. Нормы проектирования [Электронный ресурс] / URL: https://docs.cntd.ru/document/1200110076

## ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИИ НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

**Луценко М.Е.**
Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

При эксплуатации промысловых трубопроводов неизбежной проблемой является снижение механической прочности труб ввиду коррозии, что приводит к потере несущей способности трубопровода. Последствия отказов и аварий могут быть весьма серьезными, от снижения добычи нефти до загрязнений окружающей среды, что отражается на затратах компаний, эксплуатирующих промысловые трубопроводы. Основным направлением работы в сфере трубопроводного транспорта является повышение надежности и долговечности трубопроводов, следовательно, повышение срока их безопасной эксплуатации.

Ручейковая коррозия относится к внутренней коррозии трубопроводов и является наиболее опасным видом разрушения труб на промыслах (частота отказов достигает 70 %). Коррозия увеличивается при повышении обводненности продукции, ее температуры, солености воды и наличия механических примесей. Предотвращение ручейковой коррозии достигается следующими способами: изоляция внутренней поверхности промыслового трубопровода от контакта с агрессивной жидкостью с помощью внутритрубных покрытий; использование коррозионностойких труб; изменение режима течения жидкости – интенсивность ручейковой коррозии увеличивается при ламинарном течении при расслоении нефтяной и водной фаз.

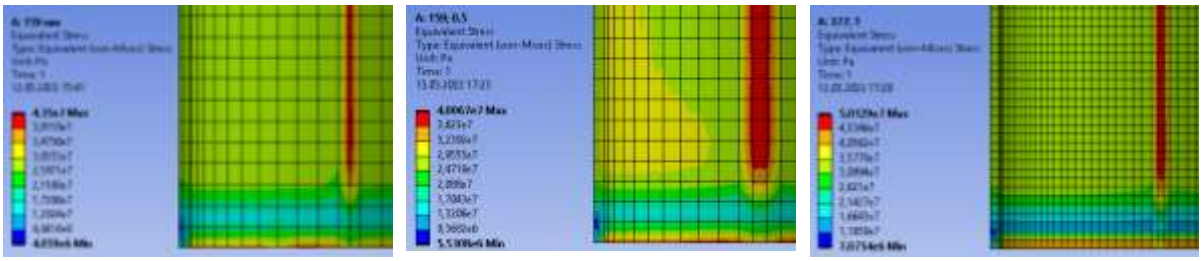
Цель работы: оценка влияния ручейковой коррозии с различными размерными характеристиками на напряженно-деформированное состояние промысловых трубопроводов двух диаметров, эксплуатируемых при различном рабочем давлении. В ходе исследования рассматривались промысловые трубопроводы с характеристиками, указанными в таблице 1.

***Таблица 1***

***Характеристики промысловых трубопроводов, подверженных влиянию ручейковой коррозии***

| | | |
|---|---|---|
| Наружный диаметр промыслового трубопровода, $D_н$ | 159 (мм) | 377 (мм) |
| Толщина стенки трубы, $\delta$ | 5 (мм) | 10 (мм) |
| Рабочее давление, $P$ | 2; 3; 4; 5; 6 (МПа) | |
| Сталь: предел текучести стали, $\sigma_т$ | 09Г2С: 340 (МПа) | |
| Ширина ручейковой коррозии, $l$ | 10; 20 (мм) | 20 (мм) |
| Отношение глубины ручейковой коррозии к толщине стенки трубы, $\frac{h}{\delta}$ | 10; 20; 30; 40; 50; 60; 70; 80; 90 (%) | |

Для проведения оценки напряженно-деформированного состояния промысловых трубопроводов последовательно созданы их модели в Inventor по вышеизложенным размерам, экспортированы в программный комплекс ANSYS для создания сетки, установки фиксаций, приложения внутреннего давления и проведения анализа напряжений. Часть исследований в программном комплексе ANSYS представлена на рисунке 1.



***а) $D_н$ = 159 мм, l = 10 мм*** ***б) $D_н$ = 159 мм, l = 20 мм*** ***в) $D_н$ = 377 мм, l = 20 мм***

***Рис. 1. Эквивалентные напряжения по Мизесу промысловых трубопроводов с $\frac{h}{\delta} = 10$ % ( P = 2 МПа)***

Для совмещения характеристик промысловых трубопроводов, подверженных влиянию ручейковой коррозии, и стали 09Г2С определено допустимое эквивалентное напряжение по Мизесу. Согласно методике по [2], допустимые эквивалентные напряжения по Мизесу $[\sigma_{экв}]$ определяются по формуле 1.

$$[\sigma_{экв}] = f_{экв} \cdot \sigma_т, \quad (1)$$

где $f_{экв} = 0{,}9$ – коэффициент проверки эквивалентные напряжений при эксплуатации трубопроводов.

$$[\sigma_{экв}] = 0{,}9 \cdot 340 = 306 \text{ МПа}$$

Таким образом, при совмещении результатов исследований ручейковой коррозии различных размеров в программном комплексе ANSYS с допустимым напряжением стали 09Г2С получен график зависимости возникающих максимальных эквивалентных напряжений по Мизесу от глубины ручейковой коррозии (рисунок 2) для двух диаметров 159 и 377 мм. Для диаметра 159 мм проведено дополнительное исследование на влияние ширины ручейковой коррозии на напряжения в промысловом трубопроводе. С помощью представленного графика можно определить глубину ручейковой коррозии (таблица 2), при которой в промысловом трубопроводе будут накапливаться

пластические деформации, что приведет к потере несущей способности трубопровода, либо определить разрушающее эксплуатационное давление для ручейковой коррозии заданной глубины.

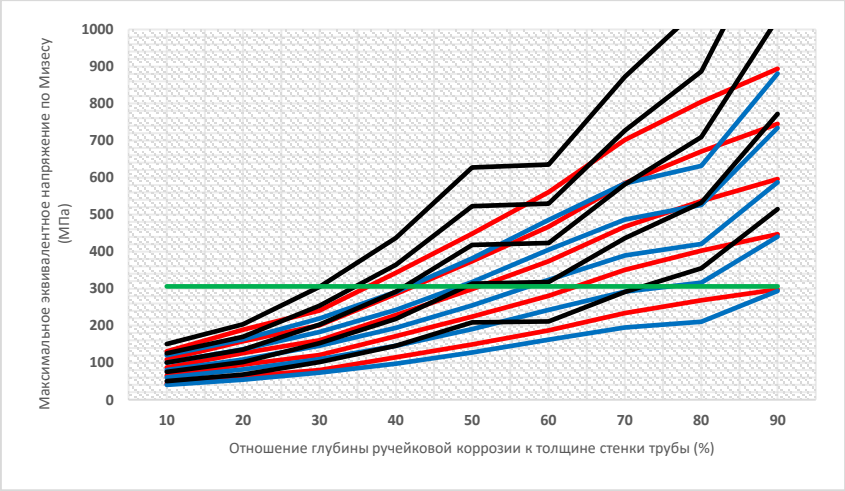



***Рис. 2. Зависимость максимальных эквивалентных напряжений по Мизесу от глубины ручейковой коррозии (красный – $D_н$ = 159 мм, l = 10 мм; черный – $D_н$ = 377 мм, l = 20 мм; синий – $D_н$ = 159 мм, l = 20 мм; зеленый – характеристика стали 09Г2С согласно методике по [2])***

***Таблица 2***

***Максимальная допустимая глубина ручейковой коррозии (сталь 09Г2С)***

| | Рабочее давление (МПа) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Наружный диаметр промыслового трубопровода / толщина стенки трубы / ширина ручейковой коррозии (мм) | Отношение глубины ручейковой коррозии к толщине стенки трубы (%) | | | | |
| 159 / 5 / 10 | > 90 | 63 | 51 | 42 | 36 |
| 159 / 5 / 20 | > 90 | 76 | 57 | 48 | 42 |
| 377 / 10 / 20 | 72 | 49 | 41 | 34 | 30 |

В результате проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

- максимальные эквивалентные напряжения по Мизесу сконцентрированы в канавке, возникающей в результате ручейковой коррозии, и увеличиваются с ростом ее глубины по неопределенной зависимости;

- для промысловых трубопроводов различных диаметров при схожих размерах зоны ручейковой коррозии необходимо строить отдельные зависимости максимальных эквивалентных напряжений по Мизесу от глубины ручейковой коррозии для определения ее критических значений, поскольку с ростом глубины ручейковой коррозии, а также ростом давления эксплуатации увеличивается разность напряжений в контрольных точках и в проведенных исследованиях достигает 43 % (при глубине ручейковой коррозии 90 %);

- для промысловых трубопроводов одинакового диаметра с различной шириной зоны, подверженной ручейковой коррозии, также необходимо строить отдельные зависимости, поскольку с увеличением ширины этой зоны концентрация напряжений уменьшается, следовательно, увеличивается разность напряжений в контрольных точках и в проведенных исследованиях достигает 22 % (при глубине ручейковой коррозии 80 %);

- для представленных промысловых трубопроводов глубина разрушающей ручейковой коррозии варьируется в зависимости от диаметра трубопровода, рабочего давления и ширины ручейковой коррозии и находится в пределах $\frac{h}{\delta} \geq 30$ %, однако указанную зависимость (рисунок 2) можно использовать для определения предельной глубины ручейковой коррозии других сталей, рассчитанных в соответствие с методикой по [2].

Дальнейшие исследования будут направлены на создание базы данных, включающей значения максимальных эквивалентных напряжений по Мизесу промысловых трубопроводов различных диаметров с различной толщиной стенки трубы, с варьирующимися глубиной и шириной ручейковой коррозии, а также с различными условиями эксплуатации. Обработка такой базы данных современными методами (например, методом машинного обучения) позволит выявить более точную зависимость между параметрами напряженно-деформированного состояния промысловых трубопроводов и характеристиками ручейковой коррозии, что в свою очередь позволит усовершенствовать процессы прогнозирования ручейковой коррозии и защиты от нее существующих и проектируемых трубопроводных систем.

Литература

1. Бурков П.В. Исследование напряженно-деформированного состояния промысловых трубопроводов, подвергшихся воздействию ручейковой коррозии / П.В. Бурков, В.П. Бурков, Д.С. Фатьянов, В.Ю. Тимофеев // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2018. – № 3(127). – С. 5 – 13.
2. ГОСТ Р 55990 – 2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ. Нормы проектирования [Электронный ресурс] / URL: https://docs.cntd.ru/document/1200110076

## РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ ПО МИНИМИЗАЦИИ НАКОПЛЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРЕ ТИПА РВС-20000 КУБИЧЕСКИХ МЕТРОВ

**Назклычева Ф.С., Федин Д.В.**
Научный руководитель доцент О.В. Брусник
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Известно, что резервуар является наиболее оптимальным вариантом для хранения, сбора и транспортировки нефти и продуктов ее переработки. Однако часто из-за несоблюдения техники безопасности по эксплуатации резервуара может потребоваться его ремонт. Одной из причин вывода резервуара в простой является накопление донных отложений. Во избежание данного процесса проводится регулярная очистка внутренней полости резервуара с использованием различных методов.

Целью работы является исследование эффективности полимерных покрытий в борьбе с донными отложениями.

Объектом исследования является резервуар вертикальный стальной типа РВС-20000 кубических метров.

В статье рассматриваются и анализируются методы очистки резервуара от донных отложений, предлагается новое технологическое решение по минимизации накопления. Подтверждение эффективности предлагаемого метода доказывается в сравнении его с химико-механизированным методом.

На сегодняшний день очистка резервуара от донных отложений производится следующими методами [3]:

1. Ручной метод – самый распространенный способ. Однако имеет огромный недостаток – вред человеческому здоровью.
2. Механическая очистка заключается в непрерывной циркуляции отложений с последующей их откачкой.
3. Химический метод предполагает введение растворителей с различным химическим составом. Они способствуют растворению отложений. Данный метод невыгоден для предприятий, так как является дорогостоящим. Однако имеет высокую эффективность. Поэтому его используют в сочетании с другими способами.
4. Химико-механизированный метод подразумевает очистку резервуара в результате циркуляции отложений в резервуаре с одновременным добавлением в него растворителя. После их растворения жидкость откачивается и утилизируется.

Однако перечисленные методы очистки имеют разные степени эффективности далекие от идеала. После очистки с применением любого метода часть парафинистого состава все равно в разной степени остается на стенках и днище резервуара.

В нефтегазовой отрасли одним их методов борьбы с асфальтосмолопарафинистыми отложениями (АСПО) в нефтепроводах является применение полимерного покрытия внутренней полости трубопровода. Ввиду свойств полимерного состава данное покрытие не позволяет отложениям оседать на стенках трубы. В качестве новизны предлагается рассмотреть его и для резервуаров. Преимуществом данного метода является то, что отложения, которые могли образоваться на стенках и днище резервуара в следствии полимерного покрытия не налипают, и могут быть откачены из резервуара после его перемешивания с основным составом.

В 2011 году на НПС «Лугинецкая» АО «Транснефть» перед выводом РВС в ремонт, эксплуатирующей организацией проводились работы по размыву донных отложений с использованием системы «Тайфун». Размыв выполнялся в течение месяца с периодическим замером уровня донных отложений. Замеры проводились через замерные и световые люки. Максимальный уровень донных отложений составлял 1560 мм. После проведения всех мероприятий по размыву, уровень донных отложений стал 936 мм, что свидетельствовало о недостаточной эффективности системы размыва. Для повышения эффективности совместно с системой «Тайфун» был применен удалитель-растворитель АСПО «Пармастер 2010». Данный удалитель-растворитель является композитной смесью ароматических и алифатических углеводородов. Он полностью совместим с нефтью, не оказывает влияния на ее качество в соответствии с ГОСТ Р 51858-02. С использованием растворителя уровень донных отложений снизился до 624 мм.

С целью минимизации накопления донных отложений и обеспечения их незатруднительного удаления предлагается покрыть внутреннюю полость резервуара полиуретановым покрытием PolyPlex-P.

***Таблица 1***

***Достоинства и недостатки покрытия PolyPlex-P***

| | |
|---|---|
| • Высокая коррозионная стойкость<br>• Высокая стойкость к образованию отложений<br>• Эластичность и стойкость к различным механическим повреждениям<br>• Высокая адгезия<br>• Возможность длительной эксплуатации при температуре до $150^0$ С<br>• Возможность кратковременной тепловой обработки паром до $200^0$ С<br>• Экологическая чистота покрытия<br>• Ремонтопригодность на промысле<br>• Низкая цена | • Высокий коэффициент температурного расширения (этот недостаток легко компенсирует эластичность данного покрытия) |

Полиуретан – это гетероцепной полимер, который имеет незамещенную и/или замещенную уретановую группу.

PolyPlex-P имеет высокую стойкость к агрессивным химическим веществам, а именно к $H_2S$, $Cl_2$, нефти, $H_2O$ и другим. Глянцевая гладкая поверхность служит защитой от парафинистых отложений и солей. Более того, у него повышенная адгезия, что позволяет с легкость проникнуть в сталь. Данный вид покрытия может использоваться с целью длительной эксплуатации что немало важно для резервуаров. В таблице 1 представлены все достоинства полимерного покрытия PolyPlex-P.

Далее анализируется экономическая эффективность применения химико-механизированного метода и полимерных покрытий. Для этого имеются определенные параметры резервуара [2] и свойства нефти, которая храниться в нем (табл. 2, табл. 3).

***Таблица 2***

***Необходимые параметры резервуара типа РВС 20000 м³***

| | |
|---|---|
| Номинальный объем, м³ | 20000 |
| Внутренний диаметр стенки, мм | 39900 |
| Высота стенки, мм | 17910 |
| Расчетная высота налива, мм | 17100 |
| Количество поясов, шт | 9 |
| Толщина верхнего пояса, мм | 10 |
| Толщина нижнего слоя, мм | 22 |
| Толщина центральной части днища, мм | 5 |

***Таблица 3***

***Свойства нефти***

| | |
|---|---|
| Массовая доля серы, % | 2,1 |
| Плотность при $20^0$ С, кг/м³ | 885 |
| Массовая доля воды, % | 0,40 % |
| Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³ | 60 |
| Массовая доля механических примесей, % | 0,02 |
| Давление насыщенных паров, кПа | 57,4 |
| Массовая доля органических хлоридов во фракции, % | 2 |
| Массовая доля сероводорода, млн$^{-1}$<br>легких меркаптанов, млн$^{-1}$ | 5<br>7 |

В соответствии с ГОСТ Р 51858-02 нефть имеет маркировку 3.3.1.1. ГОСТ Р 51858-02 [1].

При использовании химико-механизированного метода для очистки от донных отложений компания потратила в общей сложности 1 084 000 руб., а именно на систему размыва «Тайфун» 905 000 руб. и на растворитель 179 000 руб. Эта сумма только за один месяц использования.

В тех же условиях, но при использовании полимерного покрытия PolyPlex-P компания потратит 1 044 650 руб., 905 000 руб. на систему «Тайфун» и 139 650 руб. на полимерное покрытие 2 поясов и днища резервуара [4].

***Заключение.*** В ходе анализа химико-механизированного метода и полимерного покрытия выяснилось, что эффективность первого составляет 60%, в то время как покрытия могут обеспечить до 90%. Более того, при использовании полимерных покрытий (полиуретан) финансовые затраты снизятся на 39 350 руб. без затрат в последующие 6-8 месяцев. А использование химико-механизированного метода будет требовать затраты в размере 179 000 рублей каждый месяц. Цены были указаны на период 2021 года. В связи с тем, что одним из важных вопросов на сегодняшний день является проблема импортозамещения в нефтегазовой отрасли, следует отметить, российское производство указываемых в работе компонентов. Следовательно, наиболее подходящим и выгодным технологическим решением для минимизации накопления донных отложений является использование полиуретанового покрытия PolyPlex-P.

Литература

1. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия
2. ГОСТ 31385-2008. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. //www.StandartGost.ru›g / ГОСТ_31385-2008, дата обращения 20.03.2022.
3. Устройство для перемешивания жидкостей в резервуарах/ В. Ф. Салихова, Ю. Р. Галиакбаров, М. Ф. Галиакбаров, И. М. Галиакбаров: пат. 2189852 Рос. Федерация. No 2001110507/12; заявл. 17.04.2001; опубл. 27.09.2002, Бюл. 2002. 27. С. 405.
4. Официальный сайт ООО «Варяг-Плюс» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.varyag-plus.ru/catalog/poliuretan-list/.

## БЕСПРОВОДНАЯ ПЕРЕДАЧА ДАННЫХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДВОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Никулина Ю.А., Бурков П.В.**
Научный руководитель профессор П.В. Бурков
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

В настоящее время крупные нефтяные компании сосредоточены на разработке проектов по освоению морского дна. Данные проекты являются дорогостоящими так как требуется оборудование и технологий, которые бы смогли функционировать исправно, максимально экологично и надежно в данных условиях.

Помимо сложностей, связанных с высокими температурами, кустовые площадки находятся на платформах или на морском дне, куда доступ для человека затруднен. При разработке таких месторождений продумывается каждая деталь, тщательно выбираются используемые материалы оборудования.

Данные месторождения должны иметь высокую надежность и компании обязаны оперативно реагировать при экстренных ситуациях. Для мониторинга подводного оборудования зачастую используются проводные системы передачи данных. В некоторых случаях крепят датчики контроля параметров работы, которые в свою очередь связаны со станцией контроля параметров (пунктом мониторинга и контроля) посредством кабельных путей.

Прокладка кабельных путей для возможности контроля технологических параметров подводных элементов месторождения является очень затратной по ресурсам, таким как время и деньги. Вследствие чего, большинство лидирующих компаний поставили перед собой вызов по поиску альтернативных способов коммуникации и связи оборудования на месторождениях в заводнённых местностях.

При организации высокоскоростных и автоматизированных процессов сбора, передачи и хранения информации добывающие компании будут иметь возможность запустить проекты по созданию и внедрению на производство более экологичных автоматизированных системы эксплуатации с высокими показателями надежности.

Такие проекты выведут компании на другой уровень экономической эффективности.

Технологии многоканальной ультразвуковой беспроводной передачи данных дает большой спектр возможностей для организации коммуникаций под водой. Например, видеоконтроль состояния подводных добычных комплексов в режиме онлайн, а также программный суточный мониторинга параметров эксплуатации и добычи под водой. Что непосредственно напрямую влияет на показатели безопасности, экологичности и надежности.

За последние годы работы компания Emerson вывела в СНГ более 150 проектов по разным отраслям жизнедеятельности (в их число входят и нефтедобывающие предприятия). С использованием таких решений компании не ограничились на обеспечении контроля параметров на удаленных добывающих объектах, они смогли реализовать такие же технологии и в резервуарах хранения сырья, и в устье газовой скважины, в дополнении отладили мониторинг трубопровода и скважин нагнетательного характера. Технологии показали себя настолько успешно, что на перечисление успешных применений уйдет большое количество времени. Проект реализованный на суше в Казахстане был показательным. Беспроводные сети заявили о своей работоспособности и успешности. С целью постоянного удаленного контроля и оперативного реагирования при возникновении неполадок на нефтегазовом месторождении Узень компания Emerson реализовала технологию беспроводных коммуникаций (Smart Wireless). Внедрение технологии повысило безопасность и повысила дебит скважин, при одновременном снижении расходов на эксплуатации. Затраты на обслуживание скважин были сокращены на 65%.

На каждой скважине установили датчики давления и расходомеры, которые с высокой скоростью передавали данные по беспроводным сетям в диспетчерский пункт. При данных технологиях компания имела возможность своевременно определять недозакачку воды в скважины поддержания пластового давления (ППД) и не терять в дебитах добытой нефти.

С помощью использования беспроводной передачи данных на основе ультразвуковых сигналов возможно организовать аналогичную технологию контроля параметров эксплуатации месторождения и износ оборудования в болотистых местностях, на шельфовых месторождениях, а также при использовании подводных добычных комплексов. На рисунке приведена графическая модель реализации данного проекта. А при использовании многоканальности скорость передачи данных повысится в разы.

Дальнейшее развитие и усовершенствование данной технологии представляет безграничные возможности по реализации автоматизированных систем добычи полезных ископаемых. Данные системы позволят значительно повысить производительность оборудования, увеличить дебит скважин, сократить затраты на эксплуатацию, улучшить показатели безопасности, надежности и экологичности компании.

Для реализации данной технологии датчики контроля параметров и приемо-передающие модули крепятся на оборудование, второй приемо-передающий модуль закрепляется на энергомодуль, который имеет связь по беспроводным путям на суше с диспетчерским пунктом.

Затраты на обеспечение такого метода связи гораздо ниже, чем прокладка кабельных путей. Безопасна для обитателей подводного мира и защищена от случайных повреждений. Приемо-передающие модули герметичны (ошибки в данных носят минимальный характер, при правильно откалиброванной системе) и имеют компактные размеры.

Снижается время установки подобных систем коммуникации. Все необходимые материалы возможно закрепить на оборудование перед спуском под воду.

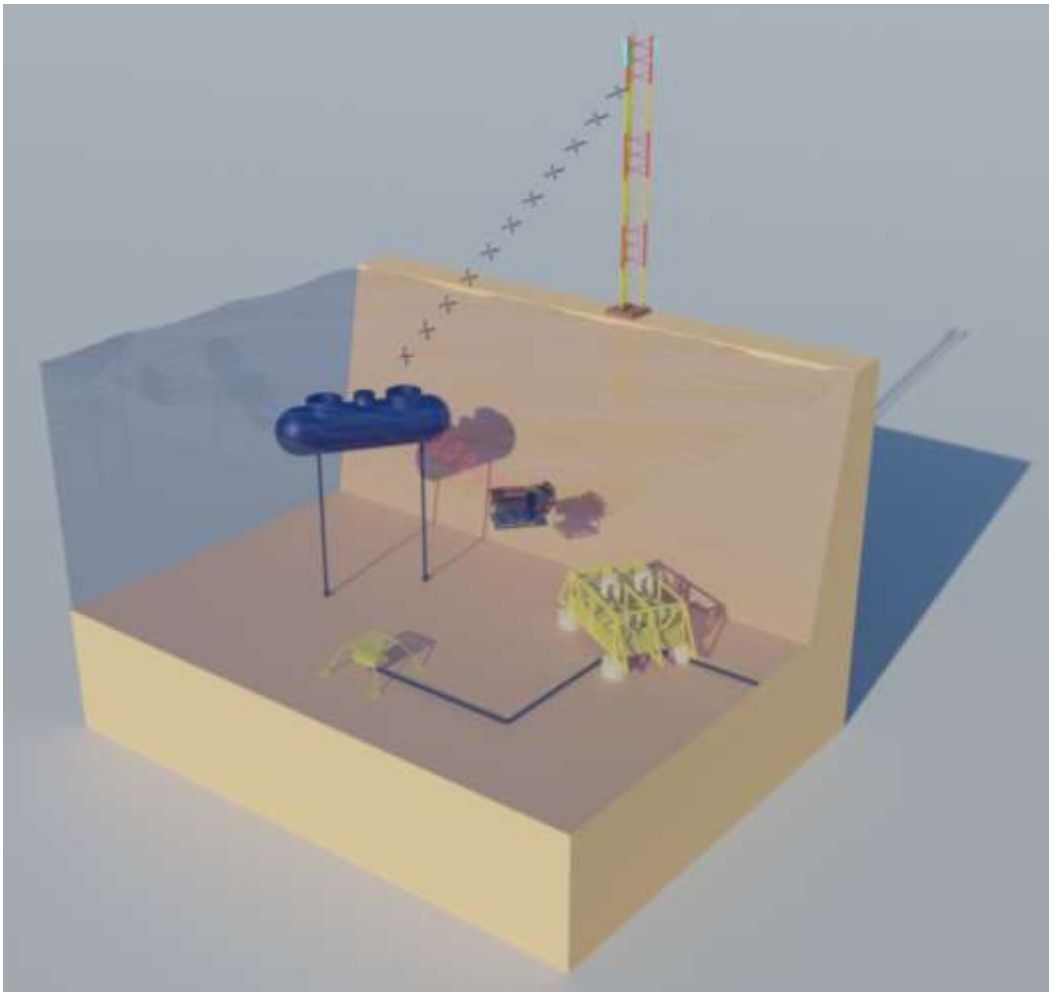


***Рис. Графическая модель организации подводной беспроводной передачи данных***

Исходя из анализа текущей ситуации в мире, беспроводные решения имеют высокую экономическую эффективность и возможность реализации автоматизированных систем. Однако, данные решения имеют малый спектр пригодных вариантов для реализации в заводненных условиях. Опыт зарубежных и отечественных нефтегазовых компаний показывает высокую эффективность применения беспроводных систем на поверхности.

Благодаря внедрению проектов, основанных на базе беспроводных систем, компании показывают оптимизацию процессов при проведении работ, повышают эффективности работы при управлении объектами на расстоянии. При данных решениях функция контроля является высококачественной и полномасштабной.

Ко всему прочему с использованием беспроводных систем повышается показатель безопасности на предприятии, снижаются риски при работе персонала и растет показатель надежности оборудования.

С течением времени беспроводные системы коммуникации набирают популярность и доказывают свои преимущества. В текущей ситуации наблюдается тенденция к распространению и росту применяемости в разные сферы деятельности по всему производству.

Литература

1. Гереш Г.М., Черных В.В., Абрашов В.Н. Методика определения дебитов скважин для проектирования месторождения на примере Ковыктинского ГКМ // Газовая промышленность. – 2014. – № 5.– с. 35-38.
2. Керимов В.Ю. Методология проектирования в нефтегазовой отрасли и управление проектами: учебное пособие / В.Ю. Керимов, А.Б. Толстов, Р.Н. Мустаев; ред. А.В. Лобусев; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – М.: Инфра-М, 2017. – 123 с.
3. Кроха В., Шибакин С. Эксплуатация Киринского газоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. – 2016. – № 1. С. 93-95.
4. Мансуров М., Островская В. Задачи поисково-разведочного и эксплуатационного бурения морских газоконденсатных скважин // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2017. – № 8. С. 42-47.

## РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СООРУЖЕНИЮ ПОДВОДНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

**Овчаренко Д.М.**
Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

За годы освоения морских нефтегазовых месторождений произошли значительные изменения, которые в первую очередь связаны с началом разработки так называемых трудноизвлекаемых углеводородных ресурсов континентального шельфа, расположенных в арктической и субарктичекой зонах Мирового океана.

В настоящее время выделяются два направления перспективного развития: 1. Освоение месторождений на сверхглубоких акваториях Мирового океана. 2. Освоение месторождений на акваториях замерзающих морей, включая арктический шельф.

Последнее направление является наиболее актуальным для российских компаний, поскольку основная часть (85%) углеводородных ресурсов на российском шельфе сосредоточена на арктическом шельфе, а также на шельфах Охотского и Каспийского морей, природно-климатические условия которых благоприятны для льдообразования. На сегодняшний день нефтегазовый потенциал Российской Федерации составляет 1/3 всех запасов шельфа. При этом, доля поставок природного газа на мировой рынок составляет 270 млн $м^3$ в год [2].

Реализация арктических нефтегазовых проектов имеет ряд затрудняющих факторов: высокая капиталоемкость, неразвитая инженерно-техническая и транспортная инфраструктура, необходимость применения уникальных технологий и оборудования, несовершенство нормативной базы, а также сложные природно-климатические условий Арктического района. В связи с этим, мероприятия по обеспечению надежности и безопасности подводных объектов, к которым относятся морские трубопроводы, должны отличаться от концепции сооружения в незамерзающих морях.

Цель работы - выбор оптимальных технических решений по эффективному сооружению морского подводного газопровода в Арктических условиях.

Объект исследования – подводный газопровод «Газ Ямала» Новопортовского месторождения, проложенный через Обскую губу Карского моря. Общая протяженность газопровода – 115, 5 км. Протяженность подводной части газопровода – 58,4 км. Диаметр трубы 1020 мм.

Транспортировка на сегодняшний день осуществляется двумя видами транспорта: танкерным и трубопроводным. В случае использования танкеров для нефтяных месторождений необходимо создание танкерного флота в ледокольном исполнении. Во втором случае необходимо либо наличие сухопутной газотранспортной системы в непосредственной близости от места выхода морских трубопроводов на берег (Обско-тазовская губа, Приямальский шельф), либо строительство протяженных сухопутных магистральных трубопроводов (Штокмановское ГКМ).

Способ перекачки сырья зависит от рентабельности и ледовых условий. Превосходство трубопроводов над танкерами заключается в возможности прокладки в любом направлении и на любые расстоянии; обеспечении бесперебойной работы; независимости от погодных условий и высокой надёжности.

При проектировании и сооружении морских трубопроводов на выбор технических решений, необходимых для обеспечения надежного функционирования объектов обустройства в этом регионе, необходимо учитывать влияние арктических факторов (табл. 1).

***Таблица 1***

***Влияние природно-климатических условий Арктики на морские трубопроводы***

| Природный фактор | Влияние |
|---|---|
| Соленость морской воды (до 35%) | Коррозия |
| Гидродинамические процессы (влияние волновых факторов и течений) | Деформация и провисание трассы трубопровода под силой подъемной силы |
| Айсберговое вспахивание, вспахивание торосами, воздействие стамух | Разрывы, повреждение стыков, деформация |
| Землетрясения (интенсивностью до 8 баллов) | Разрывы, повреждение стыков, деформация, провисания |

Исходя из анализа при проектировании особое внимание должно уделяться изоляции и заглублению трубопровода. Выделим основные этапы проектирования морского подводного трубопровода. Строительство линейных объектов включает несколько весьма специфических видов работ, и поэтому в проекте обычно участвуют несколько подрядчиков. Для достижения строгой синхронизации и увязки во времени производства основных и вспомогательных работ в проекте организации строительства предусматриваются следующие периоды работ:

- организационный период;
- мобилизационный период;
- подготовительный период (внеплощадочные и внутриплощадочные работы);
- основной период.

Для линейных объектов, которые, как правило, имеют как морскую часть, так и сухопутную, в состав исходных данных должны быть включены следующие характеристики:

1) Для морского участка: физико-географические условия района строительства; климатическая характеристика района; характеристики морской воды; колебания уровня моря; климатические характеристики района берегового примыкания

2) Для берегового участка: геологическое строение и рельеф; климатические характеристики района; гидрологические условия

В зависимости от расположения относительно естественной поверхности морского дна возможны следующие схемы укладки трубопровода: заглубленный, незаглубленный, погруженный трубопровод.

***Таблица 2***

***Характеристика конструктивных схем укладки морского трубопровода***

| Схема укладки трубопровода | Особенности | Достоинства/недостатки |
|---|---|---|
| Заглубленный трубопровод | Заглубление трубопровода ниже прогнозируемой поверхности размыва дна водоема на расчетный период эксплуатации | Защита от внешних силовых воздействий |
| Незаглубленный трубопровод | Применяется в условиях, полностью исключающих местные размывы грунта под трубопроводом | Применение в случае невозможности заглубления трубы в грунт/уязвимость к механическим повреждениям |
| Погруженный трубопровод | Целесообразно применять в комплекте с плавучими опорами для стабилизации положения при больших глубинах | Неизбежна для прокладки трубопровода при больших глубинах /влияние механических и гидродинамических воздействий |

При выборе трассы необходимо достичь выполнения следующих условий [1]:

1. Минимально возможная длина трубопровода. 2. Минимальные глубины укладки. 3. Прочные, устойчивые грунты. 4. Профиль без резких перепадов поверхности дна. 5. Количество пересекаемых препятствий – минимальное. 6. Воздействие на окружающую среду – минимальное. 7. Обход природно-охраняемых территорий.

***Таблица 3***

***Особенности нагружения подводных трубопроводов в условиях Арктического шельфа***

| Нагрузки, действующие на подводный трубопровод | Определение напряженно-деформированного состояния | Характеристики нарастания и таяния льда [2] |
|---|---|---|
| Вес конструкции: $q_{\text{тр}} = q_0 \cdot n$ | Определение толщины стенки: $\delta_{min} = \frac{m(p_i - p_o)D}{2k\sigma_{\text{т}}}$ | Расчет солености морского льда $s_i = S_w((1-b)\exp(-a\sqrt{y}) + b)$ |
| Наружное гидростатическое давление морской воды: $q_{\text{в}} = \gamma_{\text{в}} \cdot h_{\text{в}} \cdot n$ | Угол поворота погружаемого трубопровода: $\frac{dy}{dx} > 1°$ | |
| Выталкивающая сила воды: $q_{\text{в.в}} = 0{,}8\,\gamma_{\text{в}} \cdot D_{\text{н}}^2 \cdot n$ | Уравнение линии прогибов: $\frac{M(x)}{EJ} = \frac{\frac{d^2y}{dx^2}}{\left[1+\left(\frac{dy}{dx}\right)^2\right]^{1,5}}$ | Теплопроводность морского льда $\lambda = \lambda_0 + \frac{b\,s_i}{T}$ |
| Внутреннее давление транспортируемого продукта: $p = n \cdot p_0$ | Длина нагружаемого трубопровода: $l = \sqrt[3]{\frac{3EJ}{q}[(F(k) - F(k,\varphi)]^2}$ | Температура замерзания морской воды $T = -(3 + 52.7\,S_w + 0.04\,S_w^2 + 0{,}0004\,S_w^3) \cdot 10^{-3}$ |
| Температурные воздействия: $\sigma = \pm\alpha_t \cdot E \cdot \Delta t$ | Вертикальное перемещение конца трубопровода: $\delta_B = l - \sqrt{\frac{12EJ}{ql}}$ | |
| Вес продукта, заполняющего трубопровод: $q = 215\gamma_{\text{т}}(\frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{z \cdot T})$ | Горизонтальное перемещение конца трубопровода: $\delta_{\text{г}} = l - \sqrt{\frac{6EJ}{ql}} \cdot sinQ_B$ | Число Рейнольдса в установившихся режимах течения газа по трубам: $Re = \frac{2\,Q_0}{\pi\,R\,\mu}$ |
| Давление грунта засыпки на трубопровод: $q_{\text{гр}} = n \cdot q_{0\,\text{гр}}$ | Максимальное напряжение в трубопроводе определяется по формуле: $\sigma_{max} = E \cdot \frac{r}{l(Q_{Bmax})} \cdot Q_{Bmax}$ | |

Литература

1. ВН 39-1.9-005-98 Нормы проектирования и строительства морского газопровода [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/464688571
2. Курбатова Г. И. и др. Проектирование газопроводов в северных морях. – 2020. – 135 с

## ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА НА СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ

**Оразгулыев Д.Г, Мухаммедова Д.Ч.**
Научный руководитель к.т.н. И.И. Лурьева
***Международный университет нефти и газа имени Ягшигелди Какаева, г. Ашхабад, Туркменистан***

Нефтегазовая отрасль является одной из главных в развитии промышленности и экономики Туркменистана в целом. В частности, в газовой промышленности предусматривается реализация широкомасштабной программы, направленной на повышения уровня её производственного потенциала и увеличения экспорта углеводородов. Так как транспортировка природного газа в его естественном в широком диапазоне давлений и температур агрегатном состоянии осуществляется посредством трубопроводов, контроль за их техническим состоянием является актуальной задачей. Восемьдесят процентов территории Туркменистана покрыто песками Каракум и Кызылкум. В связи с этим возможные аварийные повреждения предопределяют повышенные требования к коррозионной стойкости материалов трубопроводов и надёжности применяемых методов защиты. «В экстремальных условиях аридной зоны это наиболее важно, так как уязвимость и хрупкость экосистемы пустынь требует бережного к ним отношения, в противном случае это повлечёт за собой необратимые последствия» [1].

На коррозионную устойчивость газопроводов влияет множество факторов: состав, давление и температура транспортируемого газа; состав, температура и влажность грунта в котором проложен газопровод; материал газопровода и его внешнего покрытия. Безусловно, факторами, наибольшим образом, влияющим на скорость коррозии, являются состав и температура газа, максимально сказывающимся на коррозии металла труб, является температура стенки самого трубопровода.

Влияние температуры на скорость коррозии мы исследовали на месторождении DB (рис. 1).

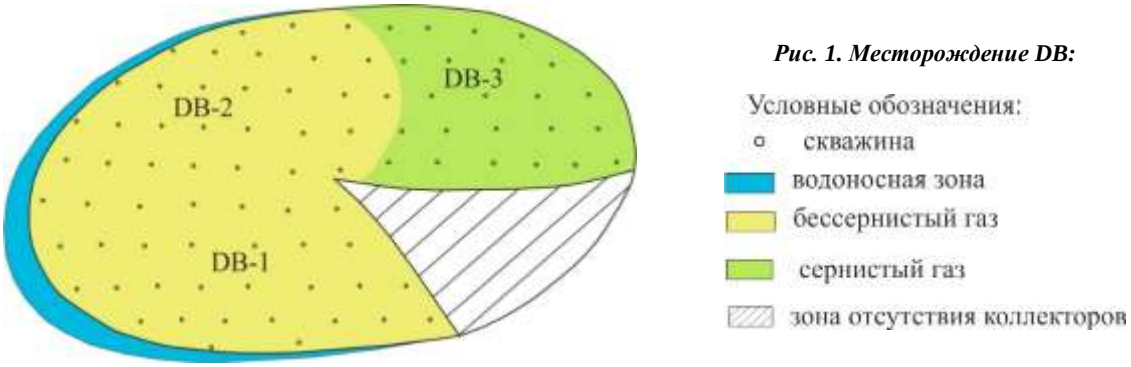
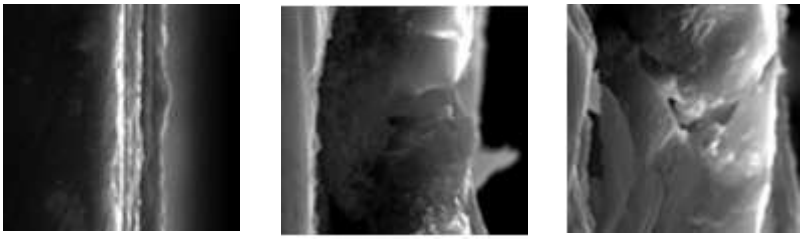



***Рис. 1. Месторождение DB:***

Месторождение находится в эксплуатации более 30 лет. Газ метановый, содержание углекислого газа – среднее, сероводород малой концентрации (менее 1 %) содержится только в восточной части месторождения (блок DB-3). Месторождение осваивалось поэтапно: сначала блок DB-1, затем DB-2 и с задержкой на 7 лет, связанной со строительством сероочистных сооружений – блок DB-3. Шлейфовые трубопроводы и скважинная арматура представлены сталью марки С-75. На начальном этапе эксплуатации в связи с содержанием конденсата 4-6 г/м3 ингибирование трубопроводов не предусматривалось. Однако наблюдение за состоянием шлейфовых трубопроводов с помощью образцов-свидетелей показало высокую скорость коррозии. Так, например, при отсутствии ингибирования скорость коррозии, полученная расчетным путем, составляла до 0,5 мм/год. При том, что катализатором коррозии выступали влага и углекислый газ, содержащиеся в газе. Использование ингибитора "Санкор" 10 %-ой концентрации привело к снижению скорости коррозии на порядок. Было принято решение проводить ингибирование индивидуально каждой скважины с помощью устройств ПРИ-350, установленных на головных сооружениях каждого блока.

Кроме того, в сернистой части месторождения были проведены рентгеновские исследования толщины стенки шлейфовых труб в зависимости от температуры окружающей среды и степени заглубления в грунт. На рис. 2 показана часть фотографии размером 20 мкм от поверхности труб. Как оказалось, части шлейфовых труб, которые в большей мере подвержены влиянию высокой температуры (находятся в переходном участке от скважинной арматуры до слоя грунта, где постоянная температура) наибольшим образом подвержены коррозии.



а) б) в)

***Рис. 2. Рентгеновские фотографии слоев корродированных слоев стального газопровода на разной глубине от поверхности грунта при различной температуре: а) 1,1 м, 20 °С; б) 0,3 м, 40 °С; в) 0 м, 60 °С.***

Было обнаружено, что толщина слоя коррозионной пленки увеличивается с повышением температуры примерно до 40 °С. При повышении температуры от 20 до 40 °С происходит увеличение толщины корродированного слоя примерно в 2 раза. Повышение температуры до 60 °С (как на поверхности грунта) показали еще больший темп роста скорости коррозии. Проведенные авторами [1] расчеты показали, что при повышении температуры до 80 $^0$С наблюдается практически линейная зависимость скорости коррозии подземной металлоконструкции от температуры. Далее скорость общей коррозии уменьшается, активизируется язвенное поражение, причем скорость его на оголенных участках трубопровода может достигать 2,5–3,0 мм/год.

Очевидным решением в условиях высоких температур окружающей среды и транспортируемого газа, а также при наличии сероводорода, углекислого газа и повышенной влажности, является использование коррозионно-устойчивых легированных сталей. В данной ситуации, когда месторождение находится длительный период в эксплуатации и производить замену всей сети шельфовых труб и сборных коллекторов, этот способ защиты от коррозии не является экономически выгодным.

На основании проведенных исследований выработаны следующие рекомендации:

– обновить изоляцию части шлейфовых труб, выходящих на поверхность;

– заменить участки трубопроводов, где выявлена высокая степень коррозионного повреждения;

– на блоках DB-1 и DB-2, находящихся на стадии обводнения, установить дополнительную ступень сепарации и темплообменники для более высокой степени снижения температуры газа и отбивки влаги;

– проводить ингибирование подземного, наземного оборудования и шлейфовых труб эффективными ингибиторами коррозии;

– обеспечить снижение влияния температуры на скорость коррозии за счет углубления трубопроводов в грунт на 0,8-1,1 м.

Литература

1. Аскаров, Г. Р. Зависимость активности процесса подземной коррозии от средней температуры при нестабильном температурном режиме трубопровода [Текст] / Г. Р. Аскаров, Н. А. Гаррис, О. Н. Миронова // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2012. – № 2. – С. 28 – 30.
2. Бабаев, А. Г. Жизнь в науке о пустынях [Текст] / А. Г. Бабаев. – Ашхабад: Ылым, 2014. – 358 с.

## АНАЛИЗ ПРОЧНОСТИ ГАЗОПРОВОДА НА УЧАСТКЕ ПРОСАДКИ ГРУНТА

**Плужнова А.Ю.**
Научный руководитель доцент Н.А. Антропова
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Одной из наиболее актуальных задач трубопроводного транспорта углеводородов является безопасная эксплуатация подземных магистральных трубопроводов. Опасные геологические процессы, происходящие в грунте, могут привести к авариям. Необходимыми мерами для предотвращения аварии являются выявление потенциально опасного участка прокладки трубопровода, а также анализ и оценка напряженно-деформированного состояния и прочности трубопровода на этом участке [6].

Цель работы – анализ участка трубопровода на прочность в условиях просадки грунта.

Объектом исследования является модельный участок магистрального газопровода, имеющий наружный диаметр 1420 мм, толщину стенки 29 мм и толщину изоляции 3 мм, выполнен из стали К65. Рабочее давление в газопроводе 9,8 МПа. Известно, что газопровод проложен в Восточной Сибири, где широко распространен такой тип грунта, как суглинок льдистый слоистой криотекстуры, который подвергается влиянию опасных геологических процессов, вследствие чего возникает его просадка. Глубина залегания трубы на участке с просадкой 1 м. Длина участка с просадкой грунта составляет 28 м; глубина просадки – 0,2 м. Схема состояния трубопровода на участке просадки изображена на рисунке 1.

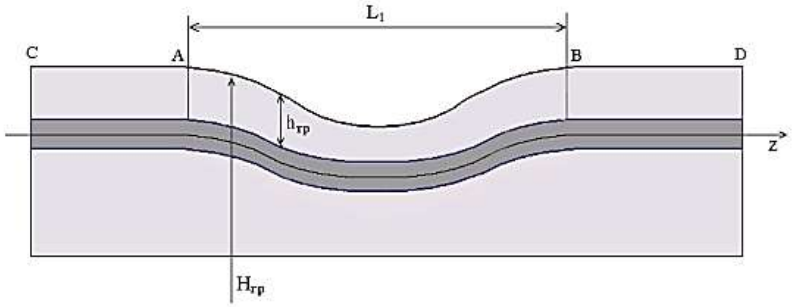



***Рис. 1. Схема состояния трубопровода в зоне просадки грунта***

Виды нагрузок, оказывающие воздействие на трубопровод определяются исходя из нормативного документа [2]. Вес продукта (газа) в рассматриваемом участке МГ, методика и формулы для расчета нагрузок взяты, в том числе,

из таких нормативных документов как СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы и СП 33.13330.2012 Расчет на прочность стальных трубопроводов [3,4]. Для определения свойств грунта, в котором залегает рассматриваемый участок трубопровода, используется ГОСТ 25100-2011 Грунты. Классификация [1].

Исследование напряженно-деформированного состояния трубопровода и вывод о его прочности провели методом конечных элементов в программной платформе ANSYS Workbench. В анализе учитываются такие нагрузки и воздействия, как: собственный вес трубы; собственный вес грунта, находящийся на трубе; вес изоляции трубопровода; на границах участка, близких к области просадки – сила реакции грунта; рабочее давление газопровода.

При расчете были приняты следующие допущения:

– Отсутствует моделирование грунта, его воздействие представлено в виде сил реакции грунта в местах прогиба трубопровода;

– На CAD-модели трубопровода отсутствует сварной шов, принимается, что прочность сварного шва равна прочности металла трубы;

– Не смоделирована изоляция трубы, но нагрузка от ее веса учитывается;

– Вес продукта (газа) в трубе при расчете нагрузок не учитывается.

Расчет на прочность в ANSYS в менеджере Static Structural показал следующие результаты:

1.Максимальное перемещение составляют 1,6 см по вертикали (в отрицательном направлении оси Y). Из рисунка 2 видно, что такой максимальной осадке подвержена центральная часть трубы (примерно 1/5 от всей длины).

2.Анализ упругих деформаций показал, что максимальных значений деформация достигает на концах трубопровода по верхней половине трубы (рисунок 3). Длина участка с максимальными деформациями составляет всего несколько сантиметров и показана на рисунке красным цветом.

3.Распределение напряжений по Мизесу аналогично распределению упругих деформаций (рисунок 4), максимальное значение составляет 307,7 МПа, что более чем в 2 раза меньше допустимого напряжения (785 МПа) [5].

4.Минимальное значение коэффициента запаса по прочности составляет 2,55 (рисунок 5), это означает, что условие прочности выполняется (т.к. для стали коэффициент запаса прочности 1,4 – 3), максимальное значение 15. Распределение запаса прочности соответствует картине распределения напряжений и деформаций.

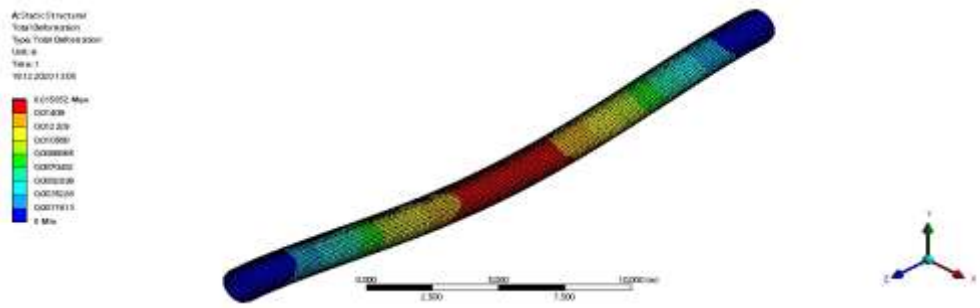


***Рис.2. Максимальное перемещение газопровода***

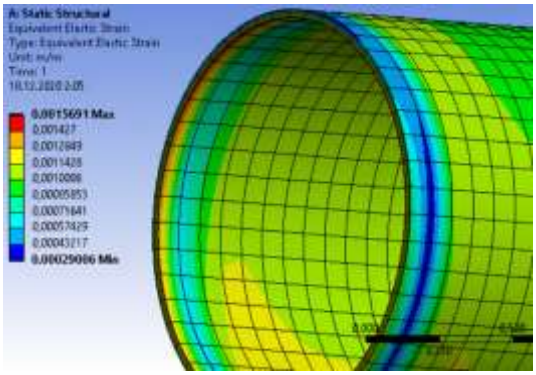


***Рис.3. Упругая деформация трубопровода, увеличенный масштаб***

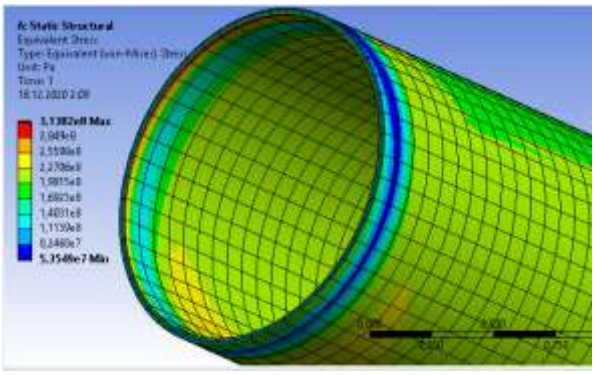


***Рис.4. Распределение напряжений по Мизесу, увеличенный масштаб***

На основании проведенного анализа, можно сделать вывод, что трубопровод выдержит воздействующие при просадке нагрузки. Наибольшее напряжение испытывают участки на границах трубы (начало области просадки). Однако, коэффициент запаса прочности, который и определяет устойчивость конструкции к разрушению, превышает минимальное значение равное 1. Таким образом, просадка грунта не повлияет на техническое состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода.

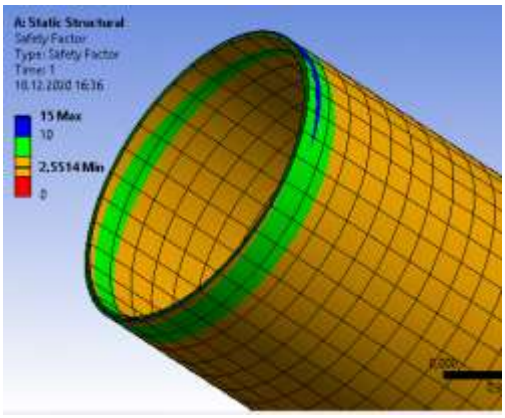



***Рис.5. Распределение значений коэффициента запаса прочности***

Литература

1. ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация» [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/1200095052
2. СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85* (с Изменениями N 1, 2)» [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/456044318
3. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2)» [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/456044318
4. ТУ 1381-012-05757848-2005 Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 508-1420 мм для магистральных трубопроводов на рабочее давление до 9,8 МПа. Технические условия.
5. Центральный металлический портал РФ [Электронный ресурс]: Сталь марки 65. – metallicheckiy-portal.ru 2009- 2019. – Режим доступа: http://metallicheckiy-portal.ru/marki_metallov/stk/65
6. Чужинов С.Н., Новиков П.А., Ларионов Ю.В. Анализ прочности трубопровода на участках просадки грунта// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – №4(90) – С. 92-99.

## РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ЭФФЕКТИВНОМУ И ПЕРСПЕКТИВНОМУ РАЗВИТИЮ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

**Рюмкин К.К., Овчаренко Д.М.**
Научный руководитель доцент О.В. Брусник
**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Трубопроводный транспорт Российской Федерации является стратегическим видом перекачки углеводородов в различных агрегатных состояниях. Ввиду того, что общая доля грузооборота газа по магистральным трубопроводам составляет 100 %, нефти 99 % и 50 % – продуктов их переработки, то важным является периодический осмотр состояния объектов трубопроводной системы для предотвращения аварийных ситуаций. На основании нормативной документации осмотр трубопровода воздушным путем должен проводиться не менее одного раза в неделю, наземным – один раз в 3 дня в соответствии с планом-графиком. Способы, которые применяются, на сегодняшний день, с этой целью, считаются дорогостоящими, рискованными и в какой-то мере могут нанести вред окружающей среде. Кроме того, существуют определенные условия, при которых человек не может визуализировать отклонения невооруженным глазом. Поэтому становится актуальным внедрение беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) при мониторинге трубопроводных систем [2].

Целью работы является разработка комплекса технических мероприятий для эффективного мониторинга состояния объектов магистрального трубопровода.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

- Проанализировать существующие недостатки используемых способов осмотра объектов трубопроводной системы;
- Привести характеристику объекта исследования и предлагаемого беспилотного летательного аппарата;
- Разработать схему передачи данных и передвижения беспилотного летающего аппарата вдоль полосы землеотвода;
- Оценить эффективность применения беспилотного летательного аппарата по сравнению с воздушным патрулированием с использованием вертолета;

В ходе анализа текущего подхода к осмотру магистральных трубопроводов был выявлен ряд недостатков (табл. 1).

***Таблица***

***Анализ недостатков существующих способов осмотра объектов трубопроводной системы***

| Недостаток | Предпосылки | Последствия |
|---|---|---|
| Несвоевременное обнаружение изменения технического состояния объектов МТ | 1. Воздействие агрессивной окружающей среды на металл<br>2. Воздействие геологических процессов на полосу отвода: оползневые процессы, селевые потоки, землетрясения, подмывы, оттаивание грунтов | 1. Износ оборудования<br>2. Разрушение металла<br>3. Возникновение аварийных ситуаций |
| Большие временные и денежные затраты на осмотр трубопровода в процессе эксплуатации и при внештатных ситуациях | 1. Использование вертолетов для патрулирования трассы МТ воздушным путем<br>2. Необходимость в вызове бригады при возникновении внештатной ситуации | 1. Потеря продуктов<br>2. Экономический ущерб<br>3. Нарушение непрерывного процесса перекачки продукта<br>4. Нанесение вреда окружающей среде |
| Невозможность удаленного контроля в режиме реального времени за состоянием объекта, за выполнением ремонтных работ со стороны руководства и заинтересованных лиц | 1. Прокладка трубопроводов в удаленных и труднодоступных районах<br>2. Воздействие сложных природно-климатические условий | 1. Снижение качества мониторинга состояния трубопроводов<br>2. Невозможность контроля строительных и ремонтных работ<br>3. Несанкционированные врезки |

Объектом исследования является газопровод, проложенный по сейсмически опасной зоне Российской Федерации. Основные характеристики объекта: протяженность - 295 км, диаметр - 1220 мм, срок эксплуатации - 14 лет. Трасса трубопровода имеет множество потенциально опасных участков, которые требуют систематического контроля. К ним относятся: пересечения с активными тектоническими разломами, малые водотоки и автодороги, заболоченные, оползневые участки местности и др. Ввиду того, что большинство из данных участков расположены в труднодоступных и отдаленных районах, то существует проблема своевременного контроля за данными объектами [1].

На сегодняшний день, для управления целостностью трубопроводов нефтегазовыми компаниями используются специализированные дроны зарубежной компании-производителя под названием “DJI”. Для оценки использования БПЛА были рассмотрены действующие предложения данной компании и выбран дрон “Matrice 300 RTK”. К основным характеристикам относятся: максимальное время полета - 50 мин, максимальная скорость снижения - 7 м/с, высота полета - 7000 м, допустимая скорость ветра - 12 м/с, максимальная скорость - 23 м/с, максимальная передача сигнала - 15 км, рабочая температура от - 20 до 50 градусов, трехканальная передача видео - 1080 p, защита уровня IP45. Данный БПЛА с использованием дополнительного оборудования способен выполнять следующие задачи: обнаружение утечек нефти и газа, 3D визуализация участка трассы трубопровода, а также ведение фото/видео съемки с параллельной прямой трансляцией. Кроме этого возможно использование цифровой системы FPV DJI, благодаря которой инженеры смогут просматривать качественное изображение от первого лица во время инспекции ремонтных работ.

Для обеспечения непрерывной работы дрона была сформирована схема передачи данных, его передвижения и расположения вспомогательных элементов вдоль полосы землеотвода. Для подзарядки дрона рекомендуется использовать беспроводные зарядные станции, которые будут располагаются на действующих объектах трубопроводной системы: крановые узлы, камеры приема и пуска средств очистки и диагностики, а также другие производственные площадки. Передача данных будет осуществляться по беспроводному каналу связи.

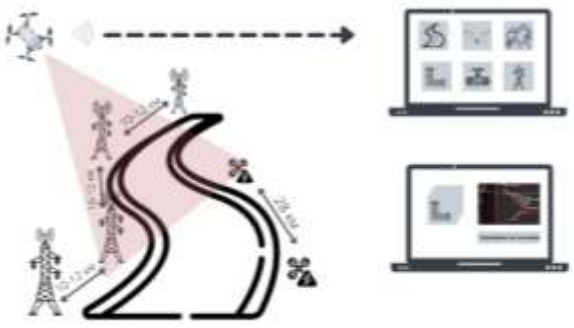


***Рис. Схема передачи данных от БПЛА и их обработка***

В соответствии с характеристиками БПЛА был проведен расчет времени на облет всей трассы трубопровода. Исходя из средней скорости дрона, равной 50 % от максимальной допустимой, Matrice 300 RTK может пролететь 28 км на одном заряде батареи. Суммарное время облета всей трассы составляет 7 часов и 17 часов без учета и с учетом подзарядки соответственно. На основе проведенных расчетов было выявлено, что общее количество беспроводных станций должно составлять 10 штук, а количество передатчиков управляющих сигналов - 30 штук. Для обоснования экономической целесообразности использования БПЛА были приведены такие показатели, как стоимость дрона Matrice 300 RTK - 1590 тыс. руб., беспроводной зарядной станции для дрона - около 200 тыс. руб., передатчика управляющих сигналов - 100 тыс. руб., аренды вертолета Ми-8Т - 170 тыс. руб в сутки, средняя зарплата линейного трубопроводчика - 40 тыс. руб. и др. Исходя из этих данных сделан вывод, что срок окупаемости одного дрона исходя из требований нормативной документации о периодичности инспекций составляет 6 месяцев.

Использование БПЛА в качестве современной технологии осмотра объектов трубопроводной системы является эффективным и перспективным развивающимся направлением множества нефтегазовых компаний. Выявлено, что дрон DJI Matrice 300 RTK подходит для выполнения поставленных задач, а также является наиболее экономически эффективным по сравнению с воздушным патрулированием на вертолете.

Литература

1. ГОСТ 34182-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/1200146117?section=status
2. Marathe S. Leveraging drone based imaging technology for pipeline and RoU monitoring survey //SPE Symposium: Asia Pacific Health, Safety, Security, Environment and Social Responsibility. – OnePetro, 2019.

## ОЦЕНКА ДОПУСТИМОСТИ КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

**Рюмкин К.К., Зарубин А.Г.**
Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

**Аннотация.** Ввиду интенсивного старения значительного фонда системы магистральных трубопроводов Российской Федерации оценка технического состояния объекта с использованием современных методов обработки больших объемов данных становится первостепенной задачей в современной нефтегазовой отрасли. В данной работе проведено исследование с целью выявления потенциально-опасных дефектов и прогнозирования условного коэффициента ремонта, который определяет необходимость восстановления целостности нефтепровода с обнаруженным дефектом по данным ВТО. Исследование выполнено путем применения метода главных компонент, а также решения регрессионной задачи на языке программирования R. Аналитическая часть исследования основана на международных методиках оценки прочности: B31G, B31G mod., Shell 92 и RSTRENG.

**Ключевые слова:** трубопровод, коррозионный дефект, разрушающее давление, оценка, условный коэффициент ремонта, метод главных компонент, нейронная сеть, среднеквадратическая ошибка.

Трубопроводный транспорт углеводородного сырья является наиболее эффективным способом перекачки больших объемов нефти, газа и продуктов их переработки во многих отраслях промышленности. Однако данный способ имеет ряд недостатков, связанных, в основном, с изменением первоначального технического состояния объекта. В первую очередь, трубопровод подвергается разрушению под воздействием коррозионно-активных веществ, которые создают локальные коррозионные дефекты как на внутренней, так и на внешней поверхностях труб. Это нарушает целостность трубопровода и увеличивает вероятность инцидента или аварии. Для минимизации данного риска эксплуатирующие организации проводят внутритрубное обследование (ВТО) с целью выявления наиболее потенциально опасных дефектов и принятия по каждому из них управляющих решений. На основе вышесказанного, определение необходимости восстановления целостности участков труб с выявленными аномалиями по результатам ВТО является актуальной задачей каждой нефтегазовой компании.

Целью работы является прогнозирование допустимости коррозионных дефектов магистрального нефтепровода с использованием методов машинного обучения.

В соответствии с целью были поставлены следующие задачи:

- провести аналитический расчет коэффициента ремонта на основе международных методик оценки прочности коррозионных дефектов;
- выявить наиболее значимые переменные в массиве исходных данных методом главных компонент;
- определить группу дефектов, подлежащих особому контролю со стороны эксплуатирующей организации;
- сформировать матрицу данных для последующего решения регрессионной задачи;
- подготовить конфигурацию искусственной нейронной сети;
- построить и сравнить диаграммы производительности линейной модели и нейронной сети;
- визуализировать диапазон среднеквадратического отклонения модели машинного обучения.

Главным критерием, по которому производилась оценка выявленного дефекта, является условный коэффициент ремонта (ERF). Он равен отношению максимально допустимого рабочему давления, которое регламентируется проектной документаций, к разрушающему давлению, при котором происходит сквозное

разрушение металла трубы в месте расположения КД. При выполнении условия ERF ≥ 1 КД не допустим для дальнейшей эксплуатации и подлежит ремонту.

Так как результаты расчета ERF по наиболее распространенным зарубежным методикам: B31G, B31G mod., Shell 92 и RSTRENG [1, 2] показали, что ни один дефект не имеет значение коэффициента больше единицы, то было принято решение о применении метода главных компонент с целью выявления отличающихся дефектов.

Осуществив статистическую обработку исходного массива методом главных компонент, были обнаружены переменные, вносящие больший вклад в модель машинного обучения. К этим показателям относятся: вид дефекта, остаточная толщина стенки, вид коррозии (наружная или внутренняя), а также ориентация расположения КД. Далее мы рассмотрели пространство главных компонент PC1-PC4, так как оно объясняет до 90 % всей информации (рис. 1а), и выявили, что существует группа дефектов (рис. 1б, 1в), которые отличаются от всех остальных. Из этого следует, что для данной группы дефектов можно рекомендовать проведение дополнительных диагностических мероприятий методами неразрушающего контроля или особого внимания при следующем ВТО.

а) б) в)

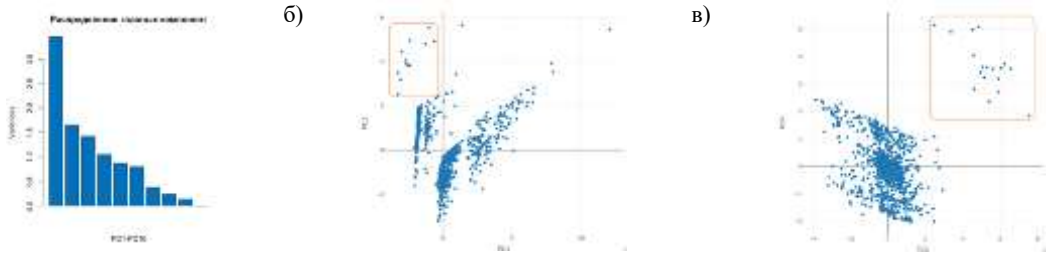


***Рис. 1. Визуализация: а) распределения главных компонент PC1-PC10; б) PC1-PC2; в) PC3-PC4***

Объектом исследования является нефтепровод, трасса которого проложена по территории с высокой сейсмической активностью, пересекает несколько активных тектонических разломов и имеет большое количество оползневых участков. Регион прокладки предопределяет необходимость прогнозирования технического состояния объекта ввиду отсутствия возможности быстрого реагирования при внештатной ситуации из-за труднодоступности.

Для формирования выборки путем численного моделирования в качестве переменных были использованы такие параметры дефектов, как ширина, длина, относительная глубина, ориентация, наименование дефекта и др. После чего данные были подготовлены путем шкалирования. Результатом подготовки данных стала матрица из 11 столбцов, одним из которых является ERF.

После успешной проверки матрицы на отсутствие точек было осуществлено разделение данных на обучающий (75 % от всего объема) и тестовый (25 % от всего объема) наборы. Далее была задана определенная конфигурация искусственной нейронной сети, которая содержала в себе два скрытых слоя из 2/3 нейронов по сравнению с входным слоем. Данная структура сети была подобрана для минимизации метрик точности. Графическое представление модели нейронной сети [3] показано на рисунке 1 (а).

а) б) в)

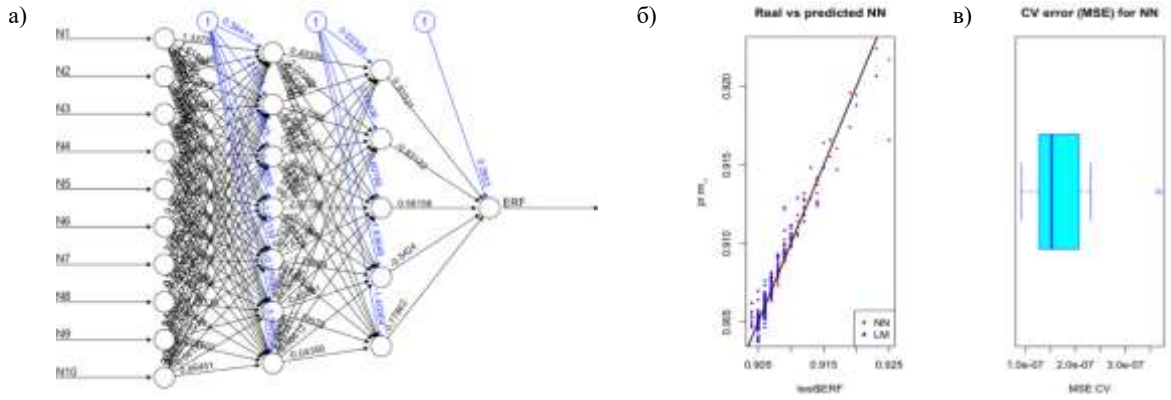



***Рис. 2. Графическое представление при расчете по B31G: а) нейронная сеть; б) сравнение линейной модели с нейронной сетью; в) среднеквадратическая ошибка нейронной сети***

Далее было проведено сравнение линейной модели и нейронной сети по средней квадратической ошибке (MSE) и средней абсолютной ошибке (MAE) и выявлено, что сеть работает лучше, так как её MSE в 3,5 раза меньше. Производительность линейной модели и нейронной сети показана на рисунке 2 (б). Визуально видно, что прогнозы, сделанные нейронной сетью, являются наиболее точными.

После проведения перекрестной проверки (CV) среднеквадратическая ошибка нейронной сети составила $2{,}0 \times 10^{-7}$. Диапазон MSE при CV представлен на рисунке 2 (в).

По результатам исследования при расчете ERF по методикам B31G mod. и RSTRENG можно сделать вывод, что нейронная сеть осуществляет прогноз с меньшей MSE по сравнению с линейной моделью (табл. 1). Однако при

расчете по Shell 92 наблюдается обратный результат, что может быть вызвано недостаточным объемом исходных данных.

***Таблица 1***

***Результаты расчета MSE***

| Стандарт | MSE (линейная модель) | MSE (нейронная сеть) | MAE (нейронная сеть) | MSE для CV (нейронная сеть) |
|---|---|---|---|---|
| B31G | $8{,}0 \times 10^{-7}$ | $3{,}0 \times 10^{-7}$ | $5{,}0 \times 10^{-4}$ | $2{,}0 \times 10^{-7}$ |
| B31G mod. | $6{,}0 \times 10^{-7}$ | $2{,}0 \times 10^{-7}$ | $4{,}0 \times 10^{-4}$ | $1{,}0 \times 10^{-7}$ |
| RSTRENG | $9{,}0 \times 10^{-5}$ | $4{,}0 \times 10^{-5}$ | $6{,}0 \times 10^{-3}$ | $4{,}0 \times 10^{-5}$ |
| Shell 92 | $2{,}0 \times 10^{-6}$ | $2{,}0 \times 10^{-7}$ | $4{,}0 \times 10^{-4}$ | $3{,}0 \times 10^{-7}$ |

Методы машинного обучения в случае решения задач регрессии с использованием нейронной сети позволяют отделить нужную информацию из массива больших данных, выявить отличающиеся коррозионные дефекты и провести дополнительную проверку вычислений ERF с высокой точностью. Применение нейронной сети для решений регрессионной задачи может увеличить достоверность оценки технического состояния магистрального трубопровода и обеспечить правильное обоснование управляющего решения по каждому коррозионному дефекту.

Литература


1. Zelmati D. et al. A probabilistic approach to estimate the remaining life and reliability of corroded pipelines //Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2022. – Т. 99. – С. 104387.
2. Mousavi S. S., Moghaddam A. S. Failure pressure estimation error for corroded pipeline using various revisions of ASME B31G //Engineering Failure Analysis. – 2020. – Т. 109. – С. 104284.
3. Fritsch S., Guenther F., Guenther M. F. Package ‘neuralnet’ //Training of Neural Networks. – 2019.


## МЕТОДЫ ОРГАНИЗАЦИИ, ПЛАНИРОВАНИЯ И ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЕРИМЕНТА ВСЛЕДСТВИЕ ВОСПЛАМЕНЕНИЯ И ВЗРЫВА В РЕЗЕРВУАРАХ ХРАНЕНИЯ БЕНЗИНА И ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ


**Федорова Т.В.**

Научный руководитель профессор Стрижак П.А.

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


В большинстве областей научной и практической работы специалиста сильное влияние оказывают теоретические методы изучения разных объектов и процессов в окружающем нас мире. Впрочем, несмотря на относительно высокую эффективность применяемых на практике методов, основанных на физических законах, при рассмотрении конкретных технологических проблем, особенно при условии функционирующего производства, исследователю чаще всего приходится рассматривать задачи, решение которых на практике не представляется возможным без организации и проведения определённых экспериментальных исследований.

Оценка последствий и ущерба от возможных аварий включает описание и определение размеров возможных воздействий на людей, имущество и (или) окружающую среду. При этом оценивают физические эффекты аварийных событий (разрушение технических устройств, зданий, сооружений, пожары, взрывы, выбросы токсичных веществ); уточняют объекты, которые могут подвергнуться воздействиям поражающих факторов аварий; используют соответствующие модели аварийных процессов совместно с критериями поражения человека и групп людей, а также критерии разрушения технических устройств, зданий и сооружений [1].

Критичность аварийных ситуаций для расчета показателей риска включает в себя события техногенные катастрофы. В данной статье не рассматриваются случае, где происходить частичное разрушение резервуара.

При полном нарушении герметичности резервуара с бензином было составлено «дерево событий» изображённое на рисунке.

***Рис. «Дерево событий» при полном нарушении герметичности резервуара с бензином***

В дальнейшем, с помощью «дерева событий» и заданным количеством резервуаров $n$=6, ,были определены вероятности сценариев аварий.

Принимая во внимание, что легко-воспламеняющаяся жидкость – бензин является стабильной жидкостью при температуре окружающей среды, то расчет количества вещества, фигурирующего в формирование взрывоопасной паровоздушной смеси, принимался равным $G_{\text{мгн}} = 0$ и $G'' = 0$.

Поскольку площадь пролива, рассчитанная для случая розлива на неограниченной поверхности, $F_{\text{ж}} = 32000$, м$^2$, больше площади, ограниченной обвалованием $F_{\text{ж}} = 3000$, м$^2$, то окончательно принимаем $F_{\text{ж}} = 3000$, м$^2$.

Были выполнены расчеты количества паровой фазы, при выбросе в окружающую среду из-за разрушения (потери герметичности) баков с бензином. Определённое расчётным путем. Количество пара, принимающего участие в аварийной ситуации, найдено равным m=6385 кг. Данное значение справедливо использовать только при выбросе стабильной жидкости (в этом случае температура жидкости в аппарате менее температуры кипения при давлении равном атмосферному).

При расчете условной вероятности смертельного исхода *P(Lj)*, берется в расчет одна мера негативного воздействия на человека, которая, при это, может вызвать последствия широкого спектра тяжести. Это напрямую зависит от индивидуальных особенностей организма человека, в частности, чувствительности к различным техногенным воздействиям. Иначе можно сказать, что анализ риска несет в себе некий случайный характер и может зависеть не только от самой аварии, но и от «эффекта воздействия» на конкретного человека. Производился расчет параметров поражающих факторов, в том числе определена вероятность летального исхода человека $P_{Lj}$. Для этого был вычислен критерий – пробит-функции при взрыве паро-воздушной смеси (поражение ударной волной) $P_{r.\text{в}}$, так же критерий – пробит-функция при поражении человека тепловым излучением $P_{r.\text{п.п.}}$

Были определены условные вероятности поражения человека ударной волной $P_{L\text{в}}$ и тепловым излучением от пожара пролива $P_{L\text{п.п.}}$.

Амплитуда волны давления паровоздушной смеси при возникновении в открытом пространстве не учитывается при условии зажигания смеси незначительным источником пламени (искрой). В связи с этим образуется процесс пожара-вспышки и возникает максимальное облако продуктов сгорания.

Скорость распространения волны пламени равна $V_{\text{г}}$=200 м/с, согласно классификации горючего вещества и классификации загроможденности пространства.

Параметр зоны пожара-вспышки – радиус, который ограничен нижним концентрационным пределом распространения пламени (НКПР), равен $R_{\text{НКПР}}$ =107 м.

Первым из рассчитанных показателей риска был потенциальный риск. Определение потенциального риска связано с потенциалом максимального возможного риска для определенного объекта воздействия, фигурирующий в конкретной области. [3] Потенциальный риск выражается формулой 1.

$$RI = P_{\text{в}} \cdot P_{I\text{в}} + P_{\text{о.ш.}} \cdot P_{I\text{о.ш.}} + P_{\text{п.в.}} \cdot P_{I\text{п.в.}}\,, \qquad (1)$$

где *PLв*, *PLо.ш., PLп.в.* – условные вероятности смерти людей, вследствие влияния ударная волна предшествующим взрыву, тепловому излучению.

Из-за выявления на всех принятых к расчетам видов аварийных событий в соответствии с «деревом событий» составленных для категории «резервуар с бензином», рассматриваемых выше, средний индивидуальный риск описывается формулой 2, учитывая область ограниченную координатами $(x, y)$ и вероятность совокупности аварий.

$$\bar{R} = \frac{\sum_{x,y} RI(x,y) \cdot N(x,y) \cdot f_k}{\sum_{x,y} N(x,y)}\,, \qquad (2)$$

где $RI(x,y)$ – значение потенциального риска территориально ограниченного координатами $(x, y)$; $N(x,y)$ – значение количества людей территориально ограниченных координатами $(x, y)$; $f_k$ – значение вероятности нахождения $k$-го человека в исходной точке ограниченной территории.

Для вычисления параметров риска аварий, были разделены территории на 3 зоны:

а) участок *A*– область склада (численность людей, регулярно живущих в участке *A* – 5 человек);

б) участок *B* – область, где находятся садово-дачные участки (численность людей, регулярно живущих в участке *B*, – $n^{\text{Б}} = \rho^{\text{Б}} \cdot S$, где ($\rho^{\text{Б}}$ – плотность заселения, S – площадь, где находятся садово-дачные участки);

в) участок *C* – область в жилой участке (численность людей, регулярно живущих в участке *C*, – $n^{\text{В}} = \rho^{\text{В}} \cdot S$ ($\rho^{\text{В}}$ – плотность занимаемого жилого участка, S – площадь жилого участка).

Произведена дифференциация областей *B, C* на подучастки (с *II* по *XIII*). Деление производилось через каждые 100 м. Численность людей, регулярно живущих в зонах была также определена согласно занимаемой площади $n^{\text{Б}}$, $n^{\text{В}}$.

Частично результаты расчетов показателей риска представлены в таблице.

***Таблица***

***Результаты расчетов показателей риска в зонах***

| Зона | Под зона | Расстояние, м | Потенциальный риск | | | Число человек в зоне | Средний индивидуальный риск, $\bar{R}$, 1/год | Коллективный риск, $RN$, чел/год |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | $P_{в.}\cdot P_{Lв.}\cdot 10^6$ 1/год | $P_{п.в.}\cdot P_{Lп.в.}$ $\cdot 10^6$, 1/год | $RI\cdot 10^6$, 1/год | | | |
| *A* | *I* | 50 | 6,886 | 4,62 | 2,351 | 5 | $2{,}07\cdot 10^{-6}$ | $1{,}19\cdot 10^{-4}$ |
| *B* | *III* | 500 | 0,152 | 0 | 1,369 | 57 | $4{,}88\cdot 10^{-8}$ | |
| *C* | *VIII* | 1000 | 0 | 0 | 0,194 | 1193 | 0 | |
| | *XIII* | 2000 | 0 | 0 | 0,015 | 4773 | | |

Проведен анализ и оценка опасных факторов в резервуарах хранения бензина. Рассчитаны параметры поражающих факторов и показателей риска. 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. 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.
5. Галеев А.Д., Поникаров С. И. Анализ риска аварий на опасных производственных объектах [Текст] / Галеев А.Д., Поникаров С. И.// Минобрнауки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т. – Казань, 2017. – С. 152.
6. ГОСТ Р 51105-2020 Топлива для двигателей внутреннего сгорания. Бензин неэтилированный – Москва: Изд-во стандартов, 2020 – С. 15.

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДА РЕМОНТА С ПРИМЕНЕНИЕМ РЕМОНТНОЙ КОНСТРУКЦИИ В СЛУЧАЯХ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ НЕСОВЕРШЕНСТВ ТРУБОПРОВОДА

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

Важной составляющей частью системы снабжения промышленности, энергетики и топлива является трубопроводный транспорт нефти, который включает в себя магистральные трубопроводы – важнейшие и неотъемлемые составляющие топливно-энергетического комплекса нашей страны. На территории России находится разветвленная сеть магистральных нефтепроводов, протяженность которой более 50 тысяч километров.

Поскольку в процессе длительной эксплуатации нефтепровода происходит износ, наступает динамика снижения вязких и пластических свойств металла, предела текучести, ударной вязкости, запаса прочности и как следствие несоответствие механических свойств и нормативных показателей металла, что может привести к нарушению целостности трубопровода. Для обеспечения бесперебойной работы нефтепроводов предприятия проводят диагностические работы и ремонт участков нефтепроводов с дефектами [1].

Одним из рациональных методов ремонта отдельных дефектов без замены участка является ремонт с применением ремонтных конструкций, назначением которых является обеспечение несущей способности нефтепровода и восстановления его ресурса с дефектом в виде вмятины, гофры, потеря металла, трещины и других согласно нормативным документам.

Использование стальных обжимных муфт считается одним из недорогих методов ремонта. Согласно нормативно-технической документацией данной муфтой допускается ремонт трещин с глубиной до 70% от толщины стенки на внешней поверхности трубопровода [2].

Однако на сегодняшний день остается актуальным вопрос об оптимальном положении муфты на участке ремонтируемого нефтепровода, так как трубы и используемые муфты для ремонта имеют расхождения от правильной формы цилиндра. Поэтому в ходе установки ремонтной конструкции на трубопровод появляются зазоры между ними, которые не позволяют создать максимальную разгрузку со стенок ремонтируемого нефтепровода и тем самым могут являться неэффективным методом ремонта.

Для исследования эффективности данного метода ремонта участка нефтепровода была поставлена задача определить допустимое величину зазора между ремонтной конструкцией и трубопроводом. Для этого было необходимо рассчитать напряженно-деформированное состояния трубопровода, определяющее критерии прочности участка нефтепровода с трещиной, определить коэффициент усиления при влиянии геометрических несовершенствах в установке.

Решение поставленной задачи проводилось методом конечных элементов, используя программные комплексы Inventor и ANSYS WORKBENCH [3].

Было рассмотрено два варианта использование ремонтной конструкции в виде муфты: с зазором 0,5 мм с трубой и с зазором 3 мм. Данные построение нефтепровода с трещиной и муфтой были смоделированы в программе Inventor в соответствии с исходными данными. В таблице представлены исходные параметры нефтепровода, ремонтная конструкция была сварена с трубой. Приварная обжимная муфта – муфта П2. Размеры муфты и трещины были приняты согласно нормативным документам.

***Таблица***

***Исходные данные для интерпретации***

| Параметры | Значение |
|---|---|
| Наружный диаметр, мм | 1220 |
| Толщина стенки, мм | 14 |
| Давление, МПа | 5 |
| Марка стали | 09Г2С |
| Длина трещины, мм | 610 |
| Глубина трещины, мм | 9,8 |
| Ширина трещины, мм | 1 |

Далее в программном комплексе ANSYS смоделированный участок трубопровода с муфтой был разбит на конечно-элементную сетку, заданы входные данные в виде давления на участке, выставлена консольная заделка. Общий вид смоделированного дефектного участка со сваренной ремонтной конструкцией представлен на рис.1. Разгрузочные кольца на модели не показаны, так как модель обрезана в месте сварки.

На рис.2 и рис.3 представлены результаты расчетов распределения суммарных перемещений в конструкции (Total Deformation) в двух рассмотренных вариантах: с величиной зазора между муфтой и трубопроводом 3 мм и величиной зазора 0,5 мм соответственно.

В первом случае максимальное суммарное перемещение в районе дефекта равно 1,3 мм, во втором 0,3 мм. Максимальное суммарное перемещение в конструкции в первом случае сосредоточено в зоне трещины, на краях трещины наблюдаются концентраторы напряжений. Во втором случае за счет наименьшего зазора трубопровода и муфты значительного перемещения в зоне дефекта не наблюдается.

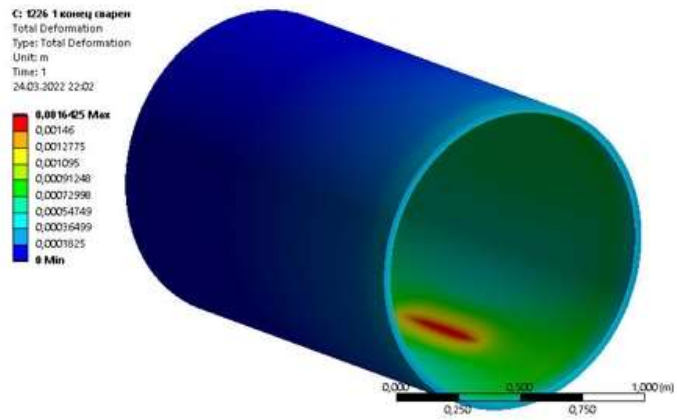



***Рис. 1. Общий вид дефектного участка трубопровода с муфтой***

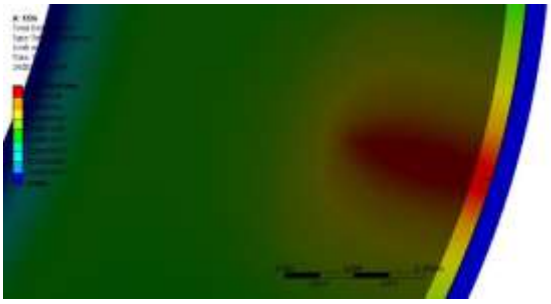


***Рис. 2. Распределение суммарных перемещений при зазоре между трубой и муфтой 3 мм***

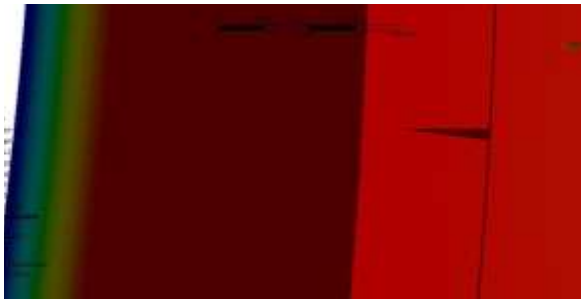


***Рис. 3. Распределение суммарных перемещений при зазоре между трубой и муфтой 0,5 мм***

В результате анализа в программе также было рассчитано максимальное напряжение, которое в первом случае составило 550 МПа и наблюдается на концах трещины, что показывает о наличии ее деформации, которое приводит к разрушению участка трубопровода. Запас прочности конструкции равен 0,21.

Во втором случае максимальное напряжение на участке не превышает предела прочности заданной стали и равно 170 МПа, тем самым подтверждается эффективность использования ремонтной конструкции при данной величине зазора. Запас прочности конструкции возрастает до 1,22.

Так же была проведена оценка усталостной долговечности, которая показывает количество циклов нагружения до разрушения конструкции, минимальное значение которого составило при использовании муфты с величиной зазора 3 мм 548 циклов, в то время как с величиной зазора 0,5 мм этот показатель превышает нормативные значения, равные 10000 циклов. В данном случае «раскрытие» трещины не происходит в течение нормативного срока службы.

Таким образом, по результатам проведенных расчетов показана эффективность использования ремонтной конструкции в случае проведения монтажа на трубопроводе с обеспечением минимальной величины зазора. Если принять коэффициент усиления равным 1 в случае монтажа муфты с минимальным зазором, тогда установленная конструкция будет демонстрировать наилучшую эффективность. При больших величинах зазора после определенного количества циклов нагрузки трещина может «раскрыться» и в этом случае вся нагрузка от давления нефти будет распределена на сварной шов.

Литература

1. Федоров А.Г. Совершенствование методики ремонта нефтегазопроводов с применением стальных обжимных муфт. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2017. – 216с.
2. РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
3. Сагдеева Ю.А., Копысов С.П., Новиков А.К. Введение в метод конечных элементов: метод. пособие. – Ижевск: Удмуртский университет, 2011. – 44с.

## ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА С ДЕФЕКТОМ ПОТЕРИ МЕТАЛЛА ДО И ПОСЛЕ РЕМОНТА С ПРИМЕНЕНИЕМ КОМПОЗИТНО МУФТОВОГО РЕМОНТА

**Харлампьев Х.К.**
Научный руководитель доцент Н.В. Гончаров
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Анализ данных ежегодных отчетов Ростехнадзора [1] показывает, что основной причиной аварий на линейной части магистральных нефтепроводов является потеря металла стенки трубы. Это, прежде всего, связано со значительными сроками эксплуатации трубопроводов. Полная замена их участков требует значительных финансовых затрат. Менее затратным мероприятием является проведение выборочных ремонтов дефектных участков трубопроводов регламентированными способами. В компании ПАО «Транснефть» для ремонта дефектов стенки широко применяются ремонтные конструкции, в числе которых муфта П1 [2]. В конструкцию муфты П1 входят две полумуфты, два патрубка, установочные и контрольные болты. К основным преимуществам применения муфты П1 относятся: отсутствие необходимости остановки перекачки транспортируемого продукта; повышение безопасности ремонта, за счет того, что стенка трубы не подвержена воздействию сварочной дуги; металлоконструкции муфты не имеют прямого контакта с ремонтируемой трубой и др. Однако, ввиду высокой стоимости муфты и применяемых при ремонте композитных материалов, целесообразно проводить обоснование применения муфты П1 в каждом конкретном случае. Анализ эффективности применения ремонтной конструкции может быть проведен сравнением по критериям прочности участка трубопровода с дефектом и отремонтированного участка на основании оценки напряженно-деформированного состояния [3].

В нашей работе была поставлена задача проведения оценки напряженно-деформированного состояния участка действующего магистрального нефтепровода при различных параметрах дефекта потери металла до и после ремонта с применением муфты П1.

В качестве рассматриваемого трубопровода принят магистральный нефтепровод диаметром 530 мм, с толщиной стенки 10 мм, материал трубопровода сталь 09Г2С. Длина моделируемого участка составила 7 м. В качестве ремонтной конструкции принята композитная муфта П1 длиною 1500 мм с внутренним диаметром после сборки равным 560 мм и толщиною стенки 10мм. В качестве композитного материала принят эпоксидный компаунд СМЭЛ компании «ЭНПЦ Эпитал» с максимальным напряжением при сжатии 90 МПа.

Решение поставленной задачи производилось на основе конечно-элементного анализа в программном комплексе Ansys. Были сформированы два вида моделей: модель трубопровода с дефектом потери металла и модель с дефектом при установке муфты П1 (рис.1). Дефект потери металла на поверхности трубопровода смоделирован в виде углубления с остаточной постоянной толщиной 5 мм, переходы по краям дефекта имеют округлую форму (рис.2). В процессе исследования изменялись следующие параметры дефекта: $l$ – длина дефекта (размер вдоль оси) трубопровода, $a$ – ширина дефекта (поперечный размер).

При моделировании дефектного участка с установленной муфтой в отличие от ранее представляемых моделей [4] в нашем случае смоделирован контакт композита с дефектом за счет полного заполнения объема потерянного металла и полости между трубой и муфтой композитным материалом.

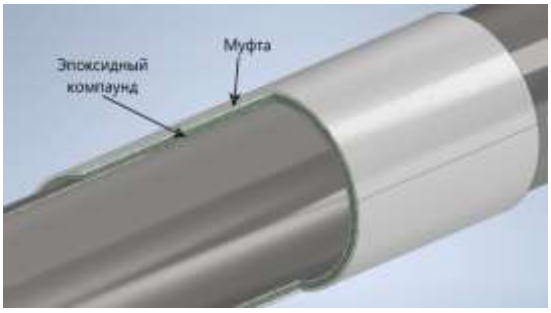



***Рис. 1. Вид модели муфты П1в разрезе***

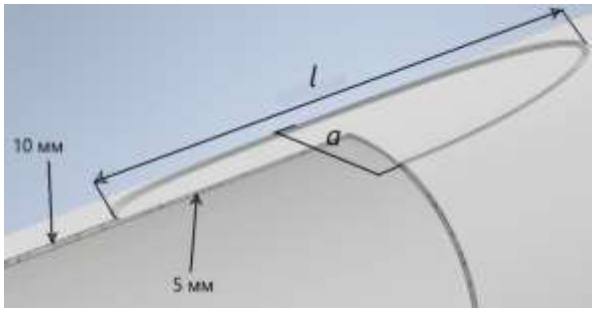



***Рис. 2. Вид моделируемого дефекта***

Анализ напряжённо-деформированного состояния показал следующее. При давлении в трубопроводе 3 МПа, по мере увеличения ширины дефекта при постоянной длине 1000 мм, значения напряжений снижаются и постепенно перераспределяются на края дефектного участка.

Оценка напряженно-деформированного состояния при варьировании длиной дефекта проводилась при постоянной ширине дефекта 200 мм. Анализ результатов показал, что с уменьшением длины дефекта максимальные эквивалентные напряжения снижаются (рис. 5), а характер их распределения изменяется. При значениях длины дефекта, превышающих ширину, максимальные напряжения концентрируются вдоль оси трубопровода, а при превышении значения ширины дефекта над длиной - поперек оси трубопровода (рис. 6.)

Расчет показал, что при внутреннем давлении 5 МПа и параметрах дефекта $l$ = 1000 мм и $a$ = 200 мм, максимальные эквивалентные напряжения составляют 430 МПа. Коэффициент запаса прочности при этом 0,58. Расчет, на модели с установленной муфтой при том же значении внутреннего давления и параметрах дефекта $l$ = 1000 мм и $a$ = 200 мм, выявил значительное снижение максимальных эквивалентных напряжений до 166 МПа. Значение коэффициента запаса прочности повысилось до 1,5. Одновременно наблюдается перераспределение максимальных эквивалентных напряжений с центра на края дефектного участка. Характеры распределения напряжений представлены на рисунках 7,8.

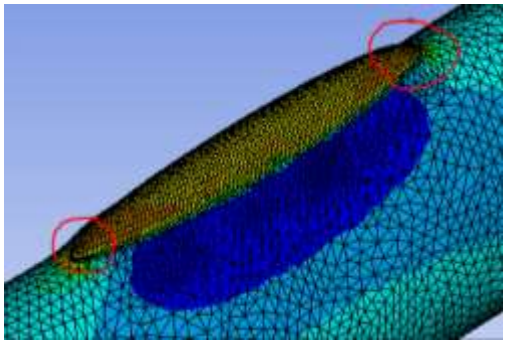


***Рис.3. Распределение напряжений при длине дефекта 1000 мм и ширине 50 мм***

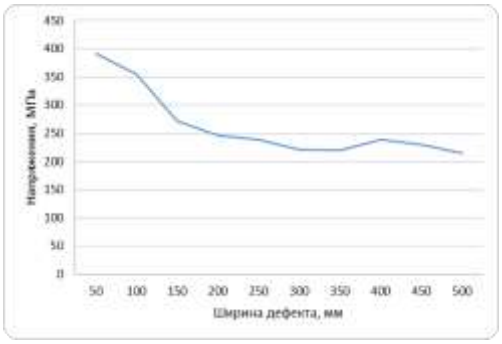



***Рис. 4. Зависимость значений максимальных напряжений при изменении ширины дефекта***

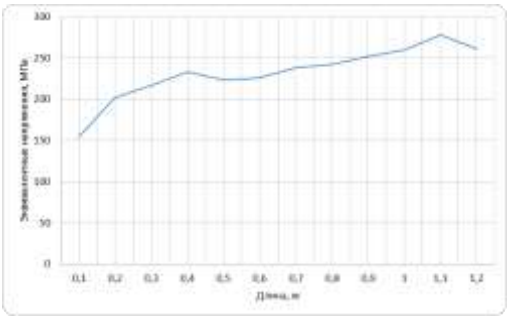



***Рис. 5. Зависимость значений максимальных напряжений при изменении длины дефекта***

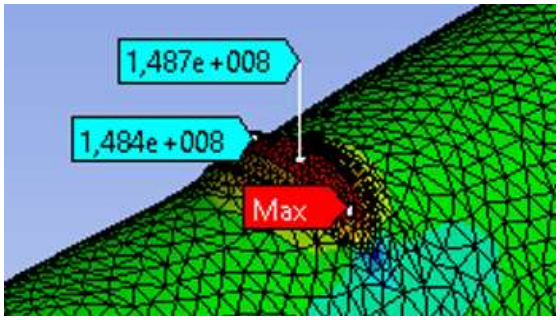



***Рис.6. Распределение напряжений при длине дефекта 100 мм и ширине 200 мм***

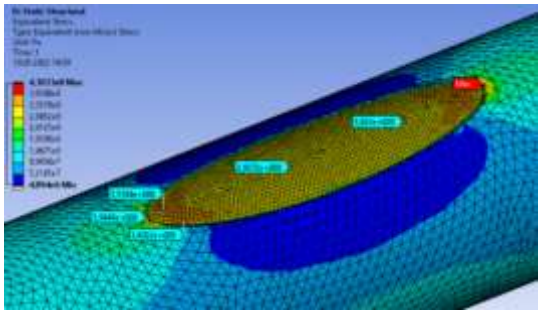


*Рис. 7. Распределение напряжений в области дефекта без установки муфты*

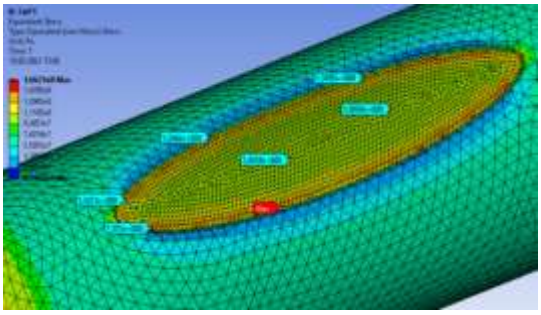


*Рис.8. Распределение напряжений в области дефекта при установке муфты П1*

Получены расчетные модели для оценки напряженно-деформированного состояния участка магистрального нефтепровода с дефектом потери металла до и после ремонта композитной муфтой П1. Отмечено, что установка муфты значительно повышает коэффициент запаса прочности. Установлено, что характер распределения напряжений в стенке трубы в области дефекта потери металла зависит от значений параметров дефекта и должен учитываться при расчете трубопровода на прочность и усталостную долговечность в каждом конкретном случае. Результаты работы могут быть использованы при разработке методик обоснования целесообразности ремонта магистральных нефтепроводов с использованием ремонтных конструкций.

Литература


1. Материалы ежегодных отчетов о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за 2011-2021 года [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/).
2. РД-23.040.00-КТН-140-11 Методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
3. Фролова А. В. Анализ эффективности использования ремонтной конструкции дефектного участка нефтепровода с применением программного комплекса ANSYS //Проблемы геологии и освоения недр: труды XXV Международного симпозиума имени академика МА Усова студентов и молодых учёных, посвященного 120-летию горногеологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 5-9 апреля 2021 г. Т. 2. –Томск, 2021. – 2021. – Т. 2. – С. 439-441.
4. Кочерыгин В. А. Исследование эффективности композитно-муфтовой технологии ремонта магистральных нефтепроводов //Передовые инновационные разработки. Перспективы и опыт использования, проблемы внедрения в производство. – 2019. – С. 142-147.


## ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ КОМПЕНСАТОРА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА


**Шахметов И.Н.**

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

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


При строительстве магистральных нефтепроводов в районах распространения криолитозоны основным способом прокладки является надземный. Он заключается в расположении трубопровода на отдельных опорах, которые позволяют минимизировать температурное воздействие трубы на несущую способность грунта. При этом из-за суровых климатических условий региона прокладки возникает потребность обустройства пунктов путевого подогрева нефти, которые обеспечивают необходимые реологические параметры для ее транспорта. Однако наличие температурного градиента приводит к расширению материала стенок трубопровода и, как следствие, возникновению перемещений. Данный фактор может оказать негативное влияние на напряженно-деформированное состояние как самого трубопровода, так и других объектов линейной части. Для предотвращения этого надземные участки оборудуются разными конструкциями компенсаторов, которые позволяют нивелировать температурные перемещения. Выбор геометрической формы компенсатора на стадии проектирования определяет технологические и стоимостные параметры будущего нефтепровода.

Цель данной работы – определение оптимальной конструкции компенсатора надземного участка магистрального нефтепровода в условиях сбережения производственных ресурсов.

Обзор нормативно-технической документации [1] показал, что для компенсации продольных перемещений следует предусматривать установку П-, Г- или Z-образных компенсаторов. Причем две последние конструкции применяются в особых условиях, таких как пересечение естественных и искусственных препятствия, переход от одного способа прокладки к другому [2]. По этой причине их дальнейшее рассмотрение в данной работе не проводилось. П-образная конструкция применяется на прямолинейных участках без дополнительных специфических условий. Также для таких участков известны трапециевидная конструкция [3] и запатентованные S- и дугообразный компенсаторы [4, 5]. Таким образом, возникает вопрос о технологической эффективности каждого компенсатора в совокупности с экономическими факторами.

Для проведения исследования был принят трубопровод диаметром 1020 мм с толщиной стенки 16 мм. Материалом трубных секций служит низколегированная сталь повышенной прочности К56.

Стоит отметить, что в действующей нормативно-технической документации отсутствуют методики по расчету трех последних конструкций. Данная проблема может быть решена путем применения современных методов инженерного анализа. В настоящей работе параметры напряженно-деформированного состояния компенсаторов определялись при помощи конечно-элементного анализа, интегрированного в ANSYS Workbench.

Исследование проводилось под влиянием температуры транспортируемого сырья в диапазоне от 50 до 70 °С. Рабочее давление участков составляло 5 МПа. Температура фиксации (сварки) – минус 20 °С. Сетка конечных элементов была определена из условия сеточной сходимости и назначена размером 5 см. Плечам компенсаторов в геометрических моделях задавалось только продольное перемещение, что выполняло роль продольно-подвижных опор. Так как компенсационные блоки ограничиваются неподвижными опорами, в расчетах применяли жесткую фиксацию их торцов.

Определение размеров компенсационного участка (длин плеч) для каждой конструкции компенсатора осуществлялось исходя из недопустимости превышения нормативного напряжения ($\sigma_к$), устанавливаемого по формуле (1):

$$\sigma_к \leq R - 0{,}5 \cdot \sigma_{кц} - \sigma_м \quad (1)$$

где $\sigma_к$ – максимальное напряжение компенсатора, МПа; $\sigma_м$ – дополнительные продольные напряжения в компенсаторе от изгиба под действием поперечных и продольных нагрузок в расчетном сечении компенсатора, МПа; $R$ – сопротивление сжатию, МПа; $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения, МПа.

Из выражения (1) следует, что данная величина зависит от механических характеристик материала и эксплуатационных параметров трубопровода. Поэтому установленный предел прочности одинаков для всех компенсаторов и равен 194,6 МПа.

Расчетным путем была достигнута нормативная величина максимальных напряжений для каждой конструкций под влиянием эксплуатационных параметров нефтепровода и определены размеры компенсаторов. Для П-образной формы длина компенсационного участка составила 675,6 м, дугообразной – 461,9 м, трапециевидной – 462,3 м и S-образной – 392,3 м. По причине того, что последняя конструкция имеет минимальную длину по сравнению с другими ее дальнейшее рассмотрение не проводилось.

Оценка экономической эффективности проектируемого участка с разными компенсаторами осуществлялась исходя из затрат на материально-технические расходы, связанные со строительством линейной части длиной 132 км, и эксплуатационных затрат на потребление электроэнергии магистральными насосными агрегатами.

В таблице 1 представлены результаты расчета технологических параметров проектируемого участка (132 км). Как видно минимальное количество компенсаторов требуется П-образной конструкции. Однако при этом участок имеет наибольшую протяженность, что повышает металлозатраты (количество трубных секций). Количество трапециевидных и дугообразных компенсаторов одинаково. При этом последний требует меньшее количество отводов (в сравнении с трапециевидным) и имеет наименьшую протяженность, которая обеспечивается геометрией компенсатора.

***Таблица 1***

***Технологические параметры проектируемого участка (132 км)***

| Параметр | Конструкция компенсатора | | |
|---|---|---|---|
| | П-образная | Трапециевидная | Дугообразная |
| Вылет компенсатора, м | 33,6 | 25,4 | 27,8 |
| Длина компенсационного участка, м | 675,6 | 462,3 | 461,9 |
| Протяженность компенсационного участка, м | 734,0 | 489,4 | 484,0 |
| Количество компенсаторов, шт. | 196,0 | 286,0 | 286,0 |
| Суммарное количество отводов, шт. | 784,0 | 1144,0 | 858,0 |
| Суммарное количество секций, шт. | 11760,0 | 11440,0 | 11440,0 |
| Общая протяженность участка, м | 143864,0 | 139968,0 | 138424,0 |

Рассчитанные металлозатраты представлены в таблице 2, из которых следует существенная экономия денежных средств при использовании дугообразной конструкции. Она составляет 141,2 млн рублей в сравнении с трапециевидной и 238,4 млн. руб. по отношению к П-образной.

*Таблица 2*

***Затраты на материально-технические ресурсы для проектируемого участка (132 км)***

| Статья сметы (без НДС), млн. руб. | Конструкция компенсатора | | |
|---|---|---|---|
| | П-образная | Трапециевидная | Дугообразная |
| Затраты на трубные секции | 4607,3 | 4481,9 | 4481,9 |
| Затраты на отводы | 558,4 | 586,6 | 445,4 |
| Итого | 5165,7 | 5068,5 | 4927,3 |

Расчет суммарных потерь напора на трение ($H$) для проектируемого участка подтверждает эффективность дугообразного компенсатора (рис.). Получено, что величина полных потерь напора на трение для П-образного типа составила ($П$) = 796,4 м, для трапециевидного ($Т$) и дугообразного ($Д$) – 796,1 м и 754,9 м, соответственно.

Экономия потребления электроэнергии насосными агрегатами ($N$) рассчитывалась по формуле (2):

$$N = \frac{G \cdot \Delta H \cdot 1{,}03}{367 \cdot \eta_н \cdot \eta_э} \qquad (2)$$

где $G$ – объем перекачки, тонн/год; $\Delta H$ – разница потерь напора на трение между трубопроводами с разными компенсаторами; $\eta_н$ – КПД насосов; $\eta_э$ – КПД электродвигателей насосов.

Принимая годовую перекачку нефти $G$ = 43 млн. тонн/год экономия потребления электроэнергии магистральными насосными агрегатами составит $N$ = 6202,2 МВт·ч/год, что эквивалентно 18,6 млн. руб./год при средней стоимости электроэнергии 3 руб./кВт.

Резюмируя вышеизложенное, можно заключить, что наиболее оптимальной конструкцией компенсатора надземного участка магистрального нефтепровода является дугообразная. Ее применение позволяет снизить капиталовложения при строительстве линейной части и сократить эксплуатационные расходы на электроэнергию.

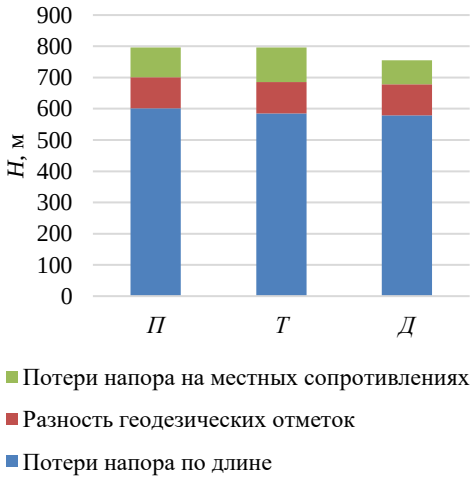



***Рис. Суммарные потери напора на трение для участка 132 км с разными компенсаторами***

Литература

1. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями № 1, 2) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/1200103173.
2. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов [Текст]: учебное пособие для студентов высших учебных заведений / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков и др. – СПБ.: Изд-во Недра, 2006. – 824 с.
3. Мальцев С. А. Анализ конструктивных решений компенсаторов надземных нефтепроводов в районах высокого градиента температур на примере нефтепровода Харьягинского нефтяного месторождения [Текст] / С.А. Мальцев // Жилищное хозяйство и коммунальная инфраструктура. – 2020. – №. 1. – С. 31–39.
4. Пат. 141422 Российская Федерация, МПК F16L 51/00. Дугообразный компенсатор для трубопровода / Ф.М. Мустафин и др.; заявитель и патентообладатель УГНТУ. – № 2013148693/06; заявл. 31.10.2013; опубл. 10.06.2014, Бюл. № 16.
5. Пат. 95059 Российская федерация, МПК F16L 51/00. S-образный компенсатор для трубопровода / А.М. Шаммазов и др.; заявитель и патентообладатель УГНТУ. – № 2009148360/22; заявл. 24.12.2009; опубл. 10.06.2010, Бюл. № 16.

# С Е К Ц И Я 16

# МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ И ЧИСЛЕННО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ИЗ V-ОБРАЗНОЙ НАЧАЛЬНОЙ ТРЕЩИНЫ

**Азаров А. В., Сердюков С. В.**
Научный руководитель заведующий лабораторией С.В. Сердюков
***Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия***

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из способов интенсификации добычи нефти и газа. Суть данной технологии заключается в создании высокопроводимых трещин внутри целевого пласта путем закачивания в него жидкости под высоким давлением. Одна из задач ГРП состоит в формировании трещин, ориентированных в заданном направлении. Для решения этой проблемы применяются различные подходы. Например, на скважине создаются начальные трещины с необходимой ориентацией [2]. Главным недостатком такого подхода является то, что в неоднородном поле напряжений, трещина ГРП будет разворачиваться перпендикулярно минимальному напряжению, несмотря на начальное заданное направление с помощью начальной трещины. Чтобы решить эту проблему, в ряде работ предлагается использовать близко расположенные параллельные скважины и одновременно закачивать в них жидкость. Как показано в исследовании [5], такой подход работает при ограниченных значениях анизотропии напряжений (существует порог в значениях напряжений, после которого трещины будут формироваться вне плоскости скважин) и расстоянии между скважин. В данной работе рассматривается метод формирования трещины в требуемом направлении с помощью проведения ГРП в скважине с боковым ответвлением. Предлагается математическая модель для анализа развития разрыва в такой задаче.

**Математическая модель и численные эксперименты.** В рамках данной работы предполагаем, что трещина гидроразрыва распространяется в однородной упругой среде, деформации которой определяются линейными уравнениями упругости. Раскрытие трещины и поток флюида внутри неё связанны между собой уравнением неразрывности. Поток жидкости внутри трещины считаем течением Пуазейля. Для моделирования разрушения материала используется когезионная модель [4]. Все определяющие уравнения, описывающие процесс развития гидроразрыва, подробно расписаны в работе [1]. Решение уравнений модели происходит с помощью расширенного метода конечных элементов (XFEM) [3], который позволяет рассчитывать рост трещины без перестроения сетки.

Вместо скважины с боковым ответвлением в модели рассматривалась V-образная трещина с углом между левой и правой части в 30 градусов. Такое упрощение задачи больше соответствует случаю, когда имеется две пересекающиеся скважины с инициирующими трещинами вдоль всей длины скважин и ориентированных внутрь области между скважинами.

На рисунке 1(б) показана расчетная область и положение начальной трещины, которые использовались в численных экспериментах. На границе z=0, устанавливались условия симметрии относительно z. Остальные границы области закреплялись. В трещину устанавливался поток жидкости. Параметры модели выбирались следующие: модуль упругости 3.0 ГПа; коэффициент Пуассона – 0.3; критическая энергия разрушения – 120 Н/м; критическое напряжение на разрыв – 1 МПа, динамическая вязкость жидкости равнялась – 0.001 Па·с. Поле напряжений изменялось в ходе расчетов.

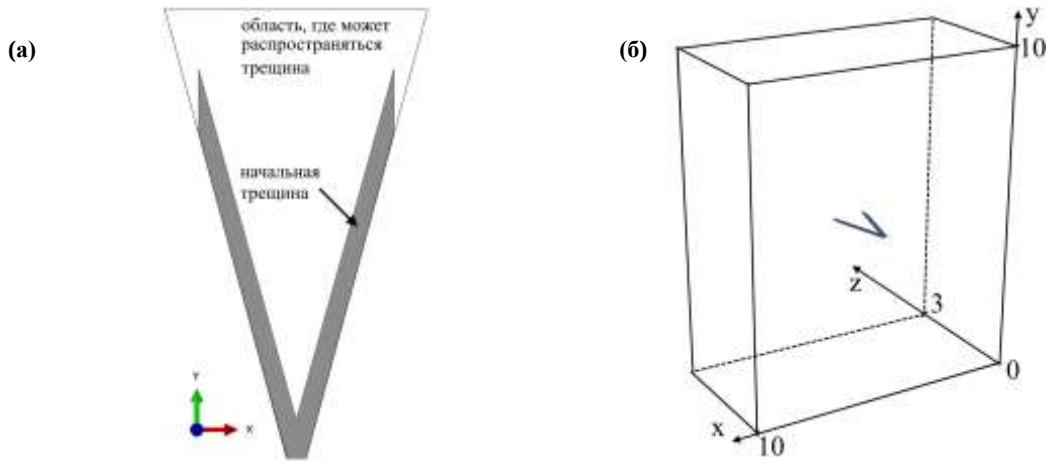



***Рис. 1. (а) форма начальной трещины вместе с областью распространения; (б) расчетная область и положение начальной трещины***

На рисунке 2 представлены результаты численных экспериментов. На рисунке 2(а) изображен 3d вид начальной трещины. На рисунках (б)-(д) показаны трещины при горизонтальных напряжениях в среде $S_{xx}$ и $S_{zz}$ равных 1 МПа и вертикальных напряжениях $S_{yy}$ равных 1.5, 1.75, 2 и 2.5 МПа соответственно. На рисунке 2(е) изображены пересечения полученных трещин с плоскостью x=5 метров.

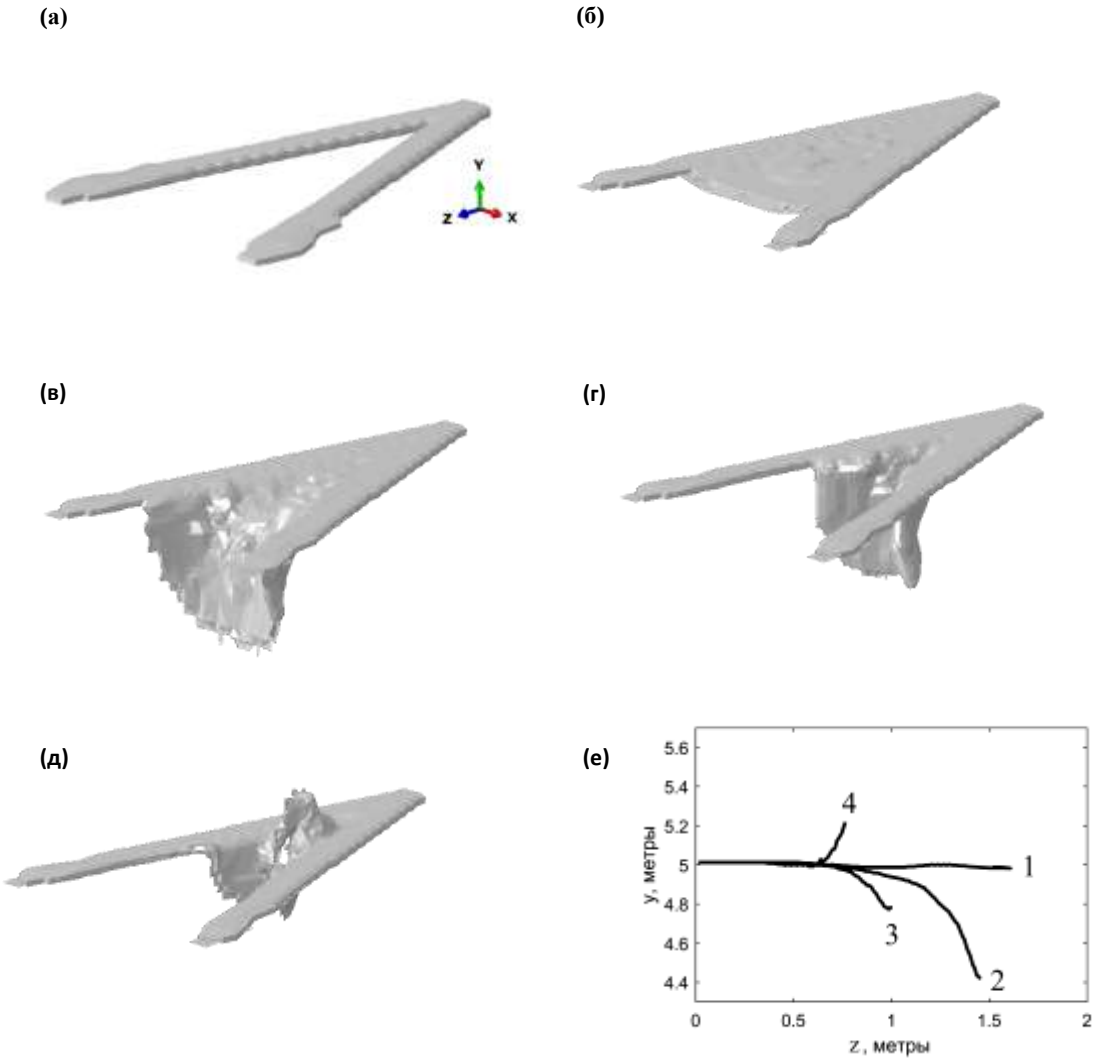



***Рис. 2. (а) трехмерное изображение начальной трещины гидроразрыва. Трехмерные изображения полученных трещин ГРП при постоянных горизонтальных напряжениях $S_{xx}$= 1 МПа, $S_{zz}$= 1 МПа и различном вертикальном напряжении $S_{yy}$: б) 1.5 МПа, в) 1.75 МПа, г) 2 МПа, д) 2.5 МПа. (е) пересечение трещин с плоскостью x=5 метров (кривая 1 – трещина при $S_{yy}$=1.5, 2 – $S_{yy}$=1.75, 3 – $S_{yy}$=2, 4 – $S_{yy}$=2.5)***

Как видно, в рассматриваемой модели, при высоких вертикальных напряжениях (больших 1.75 МПа), не удаётся удержать распространение разрыва в плоскости начальной V-образной трещины. Разрыв распространялся в горизонтальной плоскости только при $S_{yy}$=1.5 МПа, но такой результат может быть обусловлен малыми размерами модели в горизонтальных направлениях (при дальнейшем моделирование распространения гидроразрыва, вероятнее, также отклонится от плоскости начальной трещины).

**Выводы**. В работе предложена модель распространения ГРП из скважины с боковым ответвлением и проведены численные исследования. Показано, что при выбранных параметрах модели, разрыв отклоняется от плоскости начальной V-образной трещины (плоскости скважин).

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект №20-17-00087).

Литература

1. Азаров А. В., Курленя, М. В., Сердюков, С. В., & Патутин, А. В. Особенности развития трещины гидроразрыва вблизи свободной поверхности в изотропной пороупругой среде // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2019. – №. 1. – С. 3-11.
2. Сердюков С. В. и др. Экспериментальная проверка способа направленного гидроразрыва горных пород // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2016. – №. 4. – С. 3-11.

3. Belytschko T. et al. Dynamic crack propagation based on loss of hyperbolicity and a new discontinuous enrichment //International journal for numerical methods in engineering. – 2003. – Т. 58. – №. 12. – С. 1873-1905
4. Ortiz M., Pandolfi A. Finite-deformation irreversible cohesive elements for three-dimensional crack-propagation analysis //International journal for numerical methods in engineering. – 1999. – Т. 44. – №. 9. – С. 1267-1282.
5. Zhao X., Huang B., Wang Z. Experimental investigation on the basic law of directional hydraulic fracturing controlled by dense linear multi-hole drilling // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2018. – Т. 51. – №. 6. – С. 1739-1754.

## НОВАЯ МОДЕЛЬ ИССЛЕДОВАНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ В ДВУХФАЗНОЙ ОБЛАСТИ

**Ахмеров В.О., Мейер Р.В.**
Научный руководитель Заночуев С.А.
***ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия***

**Аннотация**

На данный момент вязкость пластовых нефтей измеряется в узком диапазоне термобарических условий, что не может не сказываться на достоверности различных решений.

Цель работы состояла в обеспечении экспериментальными данными по динамической вязкости нефти в широком диапазоне давлений и температур (разной степени насыщенности)

В данной работе представлены новая двухпараметрическая модель вязкости пластовой нефти, основанная на экспериментальных данных, и технология исследования вязкости этой нефти в двухфазной области.

Используемая модель показывает сходимость с экспериментальными данными в рамках погрешности прибора и позволяет получать значения вязкости в широком диапазоне термобарических условий как в однофазной, так и в двухфазной областях.

**Введение**

Вязкость – это технологическое свойство углеводородов, которое является важнейшим для множества задач разработки, подготовки и транспортировки нефти. Так как вязкость зависит не только от давления и температуры, но от степени насыщения среды, расчётные методы могут давать огромные погрешности без адаптации на экспериментальные данные. На данный момент для построения зависимостей вязкости от давления и температуры проводится 12 замеров вязкости (четыре точки по давлению при трёх температурах). Однако, если технологические условия выходят за границы полученных кривых, то появляется необходимость повторного исследования, либо прибегать к расчётным методам, что не может не отразиться на качестве принимаемых решений.

**Актуальность**

Задача обеспечения экспериментальными данными в системе «пласт-скважина-сборный пункт» во всем диапазоне изменения термобарических условий видится наиболее актуальной

Новая модель вязкости

Для решения проблемы исследований вязкости в узких термобарических условиях предлагается двухпараметрическая модель (формула 1)

$$x(P,T) = \sum_{i,\,j=1}^{3} k_{ij} P^{(i-2)} T^{(j-2)}, \qquad (1)$$

где $x$ – это вязкость нефти;

$k_{ij}$ – это поправочный коэффициент;

P и T – это давление и температура соответственно.

Для того чтобы задать данную модель для определённой нефти, необходимо вычислить девять коэффициентов $k_{ij}$. А для этого на основе экспериментальных значений вязкости, замеренных при различных давлениях и температурах, составлялась система из девяти уравнений и решалась обобщённым методом наименьших квадратов.

Для быстрого поиска коэффициентов было разработано оптимизационное программное обеспечение (ПО) на языке программирования Python. В данное ПО вводятся экспериментальные значения вязкости, полученные на визкозиметре. Оно решает систему и выдаёт матрицу коэффициентов и визуализацию зависимости вязкости от давления и температуры. Зная эти коэффициенты можно с высокой точностью вычислить динамическую вязкость в широком диапазоне термобарических условий.

Для применения этой модели в двухфазной области в данной работе были проведены дополнительные исследования вязкости при разных температурах на ступенях эксперимента дифференциального разгазирования. Таким образом были вычислены значения вязкости в двухфазной области, на основе которых составлена модель вязкости в двухфазной области. Расхождение модели с экспериментальными значениями не превышает 5 %, что согласно методике, вписывается в рамки погрешности прибора, а значит, модель является достаточно точной.

Литература

1. Lohrenz J., Bray B. G., Clark C. R. Calculating viscosities of reservoir fluids from their compositions //Journal of Petroleum Technology. – 1964. – Т. 16. – №. 10. – С. 1171-1176.
2. Магнус Я.Р., Катышев П.К., Пересецкий А.А. Эконометрика. Начальный курс: Учеб. — 6-е изд., перераб. и доп. - М.: Дело, 2004. - 576 с.

# ПРОГРАММНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

**Войт В.А.**
Научный руководитель доцент Любимова Т.В.
***Кубанский государственный университет, г. Краснодар, Россия***

**Введение**

В настоящее время необходимо уделять большое количество времени на проектирование разработки месторождения и дальнейшего прогнозирования эксплуатации нефтегазоносных месторождений. Важным инструментом на сегодняшний день является гидродинамическое моделирование процессов добычи нефти и газа.

Основные задачи при построении фильтрационных моделей следующие:

- создание объемных моделей залежей и месторождений углеводородов, на основе которых можно произвести прогноз фильтрационно-емкостных свойств коллектора в межскважном пространстве, а также выделить разные типы коллекторов;

- дополнение модели новыми данными, позволяющими уточнить подсчет запасов и их разделения, выделить застойные зоны и продуктивные пласты в разрезе;

- обоснование геолого-промысловых технологических показателей, итогом которого будет возможное улучшение процессов выработки запасов и повышение коэффициентов нефте- и газоотдачи [3].

Неотъемлемой частью создания и обработки гидродинамических моделей являются программные пакеты с различными функциями, с развитием которых появляется возможность создавать более сложные модели залежей углеводородов. Ниже будут рассмотрены программные пакеты для гидродинамического моделирования.

Программные комплексы

Преимущественно для создания фильтрационных моделей используют Eclipse/Petrel (Schiumberger), Tempest (Roxar), VIP (Landmark), TimeZYX (группа компаний «Траст»), t-Navigator, HydroGeo [1].

Платформа TimeZYX – полномасштабный программный комплекс, имеющий возможности для создания и решения улучшения, постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений нефти и газа.

Основными преимуществами этой платформы являются: возможность проведения полного анализа геологических и геофизических данных, создание моделей для сложных и гигантских месторождений, возможность секторного моделирования, автоматические экспертиза и сопоставление моделей и создание отчетных документов по разработке нефтяных месторождений и прогнозирования использования.

Основные используемые блоки в программном комплексе – геология (первичный анализ, создание геологической модели, подсчет запасов), ремасштабирование (переход геологической модели в гидродинамическую), гидродинамика (создание фильтрационной модели, адаптация модели, прогнозные расчеты) и оптимизация с анализом (анализ результатов и оценка пригодности модели, составление отчета).

Модуль «гидродинамика» включает в себя большое количество возможностей для создания и анализа фильтрационных моделей. В первую очередь создание наборов моделей процессов фильтрации в гигантских месторождениях, используя секторное моделирование. Также имеется многосеточные алгоритмы, позволяющие отражать реальную структуру среды, т.е. переход от сетки с гидродинамическими расчетами к сетке с подробными расчетами. Неотъемлемой частью данного блока служит определение фазового состояния многокомпонентной смеси и переход её свойств в свойства флюидов модели нелетучей нефти, для этого в программу специально вшита модель Black Oil. Помимо создания моделей стоит отметить групповое и индивидуально управление скважинами, позволяющее распределить дебит добычи по скважинам и автоматически выключить нагнетательную скважину или перевести добывающую в нагнетательную.

HydroGeo программный комплекс, созданный относительно недавно. Он предназначен для расчетов по оценке фильтрационно-ёмкостных свойств пород по результатам опытно-фильтрационных исследований и для оценки эксплуатационных запасов подземных вод. Основное направление в использовании данного программного комплекса опирается на создании различных сеточных моделей геомиграции, т.е. совокупность геофильтрационных и геохимических процессов. Отличительная особенность данного комплекса – возможность создание модели без опоры на применяемые методы в зависимости от различных показателей (температуры, давления, состава поверхностных и подземных вод, находящихся в жидкой фазе).

Чаще всего к определяемым параметрам относят коэффициенты фильтрации, проницаемости, продуктивности, пьезопроводности и уровнепроводности, пластовое давление. Встречаются случаи оценки давления газонасыщения жидкой фазы. По составу воды и газа возможно рассчитать их плотность в пластовых условиях. Полученная модель позволяет добавить для каждого из расчетных блоков действие внутренних и внешних факторов воздействия на изменение состояния месторождения, а также на основе всего это производят расчеты применительно к напорно-безнапорным условиям.

t-Navigator – программный комплекс, позволяющий объединять статическое и динамическое моделирование от коллектора до наземных сетей. Данный комплекс поддерживает общую среду для сейсмических, геологических, геомеханических данных, разработки месторождений и моделирования ствола скважины и наземной сети.

К основным проблемам, решаемым с помощью этого программного комплекса, относятся составление прогноза для дальнейшего планирования разработки месторождений, оценка эффективности гидравлического разрыва пласта и обработки призабойной зоны кислотами и растворами поверхностно-активных веществ. Также возможна расстановка вертикальных и горизонтальных скважин по определенной схеме разработки и оценка эффективности заводнения.

Eclipse – программное обеспечение для разработки нефтяных и газовых месторождений. Такой симулятор может выполнять все задачи моделирования пласта, сюда входит конечно-разностные модели для нелетучей нефти, сухого газа, термодинамические модели и модели линий тока.

Для наилучшего изучения месторождения методом гидродинамического моделирования пре- и пост-процессоры предоставляют набор приложений, являющиеся уже готовыми решениями для всех этапов, начиная с ввода данных и заканчивая анализом модели.

Пре-процессоры включают в себя модули по укрупнению свойств на сетке (FloGeo), создание и настройка модели флюида по трем основным термодинамическим параметрам (PVTi), обработка кривых относительно фазовой проницаемости (SCAL) и подготовка промысловых данных (Schedule). А вот к пост-процессорам относят 3D визуализацию исходных данных и результатов гидродинамического моделирования (FloViz), описательные характеристики месторождения и прогноз дебита скважины (FloGrid) и анализ чувствительности параметров для дальнейшего ускорения процесса воспроизведения истории (SimOpt).

Очень важной программой, объединяющей модули указанные выше, является ECLIPSE Office. В данную систему уже включены пре- и пост-процессинга. Так пре-процессинговые программы предоставляю входные данные, а ECLIPSE Office формирует разную информацию в один набор данных для последующих подсчетов. Пост-процессинговые программы помогают визуализировать выходные данные симуляторов и манипулируют ими.

Petrel – программная платформа, которая относится к той же компании, что и Eclipse – Schlumberger. Данная платформа предоставляет широкий круг возможностей: анализировать сейсмические данные, выполнять корреляцию скважин, создавать 2D и 3D модели углеводородных бассейнов, анализировать данные и составлять отчеты, создавать карты и проектировать дальнейшую разработку месторождений для максимального использования резервуара. Как и вышеперечисленные программные комплексы поддерживают данные различных программ.

Petrel включает в себя различные модули для обработки данных и построения моделей. Основными при гидродинамическом моделировании являются Data Analysis, Well Correlation, Domain Conversion и Pre-Stack Interpretation модули.

Data Analysis проверяет качества данных и производит их интерактивный анализ, выявляет зависимость между скважинными и сейсмическими данными для дальнейшего моделирования свойств. Конечный этап данного модуля – визуализация и анализ результатов гидродинамического моделирования.

Well Correlation позволяет отображать одновременно каротажные, сейсмические данные, свойства 3D модели, а также закачивания и проигрывания во времени результатов гидродинамического моделирования.

Domain Conversion предназначен для перевода данных из временной области в глубинную и обратно. Позволяет построить несколько моделей скоростей для получения различных возможных прогнозов и получения наилучших результатов.

Pre-Stack Interpretation (интерактивное суммирование) – конечное звено между обработкой и интерпретацией данных. Позволяет изучать зависимость формы горизонта и его атрибутов от удаления.

Эта платформа объединяет геофизику, геологию и разработку месторождений и позволяет описать резервуары в режиме реального времени. Правильно построенная модель позволяет составить прогноз исходных данных и оценить предстоящие расходы. Учет взаимоотношения данных и параметров помогает быстро обновлять модели по мере поступления новых данных, управлять сценариями расчета для точного анализа истории разработки, анализировать риски и неопределенности на протяжении всей жизни месторождения [2].

Выводы:

Для моделирования существуют разные программные комплексы, позволяющие объединять различные данные геофизики, геологии и гидродинамику пластовых систем. Основными используемыми программы для гидродинамического моделирования являются Eclipse/Petrel (Schiumberger), TimeZYX t-Navigator, HydroGeo, включающие в себя различные модули для облегчения работы.

Задачи, решаемые при использовании программных комплексов для моделирования следующие:

- создание объемной модели, на которой возможно отразить динамику реального потока;
- возможность выводить данные на другие программные комплексы;
- подсчеты запасов и расчеты динамических показателей для конкретных процессов;
- дополнение существующей модели новыми данными для наблюдения в реальном времени;
- анализ и прогнозирование работы скважин.

Литература

1. Гладков, Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа / Е.А. Гладков. // Томск: Издательство Томского политехнического университета – 2012. – С. 84.
2. Официальный сайт Schlumberger [Электронный источник] – Режим доступа: https://www.studmed.ru
3. Попов, И. П. Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений: учебное пособие для вузов / И. П. Попов // 2-е изд., испр. и доп. – Санкт-Петербург: Лань – 2021. – С. 312.

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА В ДВУМЕРНОЙ ПЛАНОВОЙ ПОСТАНОВКЕ

**Джалаев П.Б.**
Научный руководитель Гафурова М.О.
***Международный университет нефти и газа имени Ягшигелди Какаева, г. Ашхабад, Туркменистан***

Исходная задача формулируется в виде нелинейного уравнения в частных производных относительно пластового давления $p(x,y,t)$:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k(x,y)h(x,y)}{\mu(p)z(p)}\frac{\partial p^2}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k(x,y)h(x,y)}{\mu(p)z(p)}\frac{\partial p^2}{\partial y}\right]=2\alpha(x,y)m(x,y)h(x,y)\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{p}{z(p)}\right)+ \\ +2p_{\text{at}}\sum_{i=1}^{N_q}Q_i\,\delta(x-x_{i0})\delta(y-y_{i0}), \tag{1}$$

где $k(x,y), h(x,y)$ -соответственно, коэффициент проницаемости и толщина газонасыщенного пласта; $\mu(p), z(p)$ - коэффициенты динамической вязкости и сверхсжимаемости газа; $m(x,y)$, $\alpha(x,y)$ -коэффициенты пористости и газонасыщенности пласта; $p_{\text{at}}$ -атмосферное давление, $N_q$ -число скважин, $Q_i$ -дебит $i$ -ой скважины, $(x_{i0}, y_{i0})$ -координата $i$ -ой скважины, $\delta(\cdot)$ -дельта функция Дирака.

Для однозначной разрешимости уравнения (1) нужно задать начальные и граничные условия.

Начальное условие имеет вид:

$$p(x,y,0)=p_{\text{н}}(x,y), \qquad (x,y)\in G \tag{2}$$

где $G$ -область фильтрации.

Граничное условие имеет вид (условие непроницаемости):

$$\frac{\partial p}{\partial n}(x,y,t)=0, \quad (x,y)\in\Gamma \tag{3}$$

Здесь $\Gamma=\partial G$ -граница области $G$, $n=n(x,y)$ -нормаль к границе (внешняя).

С учетом

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{p}{z(p)}\right)=\frac{1}{z(p)}\frac{\partial p}{\partial t}-\frac{p}{z^2(p)}\frac{dz}{dp}\frac{\partial p}{\partial t}=\frac{1}{z(p)}\left(1-\frac{p}{z(p)}\frac{dz}{dp}\right)\frac{\partial p}{\partial t}= \\ \frac{1}{2pz(p)}\left(1-\frac{p}{z(p)}\frac{dz}{dp}\right)\frac{\partial p^2}{\partial t}$$

уравнение (1) можно переписать в виде:

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{k(x,y)h(x,y)}{\mu(p)z(p)}\frac{\partial p^2}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{k(x,y)h(x,y)}{\mu(p)z(p)}\frac{\partial p^2}{\partial y}\right]= \\ \alpha(x,y)m(x,y)h(x,y)\frac{\chi(p)}{pz(p)}\frac{\partial p^2}{\partial t}+2p_{\text{at}}\sum_{i=1}^{N_q}Q_i\,\delta(x-x_{i0})\delta(y-y_{i0}),$$

где

$$\chi(p)=1-\frac{p}{z(p)}\frac{dz}{dp}=1-p\frac{d\ln z}{dp}.$$

Решение модельной задачи

Рассмотрим однородный, круговой пласт, радиусом $L$=1000 м, толщиной $h_0$=100 м, гидравлической проницаемостью $k_0=10^{-13}$м$^2$, газонасыщенностью $\alpha_0$=0.5, пористостью $m_0=0.2$. Пусть в центре пласта расположена добывающая скважина с постоянным дебитом $Q_0$=10 м$^3$/с. Пусть начальное давление в пласте $p_{\text{н}}$=100 ата. Граница пласта непроницаема. Тогда нашу задачу можно

Записать в следующем безразмерном виде:

$$\beta_0\frac{\chi(\sqrt{u})}{\sqrt{u}\,z(\sqrt{u})}\frac{\partial u}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{1}{\mu z}\frac{\partial u}{\partial x}\right]+\frac{\partial}{\partial y}\left[\frac{1}{\mu z}\frac{\partial u}{\partial y}\right]-\frac{q_0}{2\pi\rho_0^2}\exp\left(-\frac{x^2}{2\rho_0^2}-\frac{y^2}{2\rho_0^2}\right), \tag{3}$$

С начальным условием

$$u(x,y,0)=p_{ini}^2, \qquad (x,y)\in G \ (p_{ini}=100), \tag{4}$$

и граничным условием непротекания

$$\frac{\partial u}{\partial n}(x,y,t)=0, \quad (x,y)\in\Gamma \cdot \tag{5}$$

В качестве безразмерного радиуса (скважины) примем $\rho_0$=0.001. При задании функций $z=z(p)$, , $\mu=\mu(p)$ будем полагать $T_{кр}$ =193°К , $P_{кр}$ =47 ата, $M$ =17.1, $T_{пл}=102^{\circ}C=375^{\circ}K$.

Напомним, что в уравнении (3)

$$\beta_0=\frac{2\alpha_0 m_0 L^2\mu_0}{k_0 p_{at} T}\ , \quad q_0=\frac{2\mu_0 Q_0}{k_0 h_0 p_{at}}\cdot$$

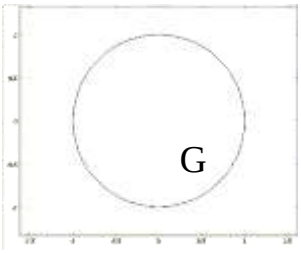



***Рис. 1. Геометрия примера. [1]***

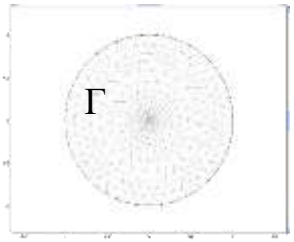



***Рис. 2. Триангуляция области из примера***

**Результаты вычислений**

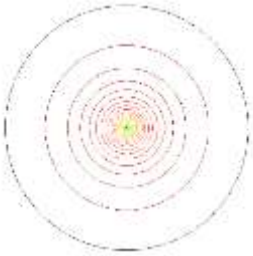


***Рис. 3. Изолинии давления $p$ (ата) в момент времени $t$ =1000 часов.***

На рис. 4-5 приводиться временное и пространственное поведение давления.

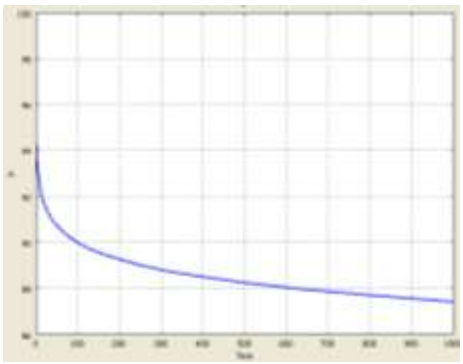


***Рис. 4. Зависимость давления $p$ (ата) от времени (часы) в точке расположение скважины***

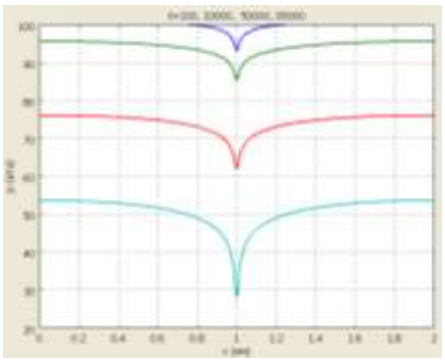


***Рис. 5. Зависимость давления $p$ (ата) от радиуса в различные моменты времен: $t$ =100, 10000, 50000, 95000 часов. (изолинии) в момент времени $t$ =1000 часов***

Литература

1. Maksimov M. M., Rybitskaia L. P. Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений. – Недра, 1976.
2. Закиров Р. Х. Особенности геолого-гидродинамического моделирования мелких и средних месторождений нефти //Нефть. Газ. Новации. – 2012. – №. 6. – С. 12-16.

# ВОЗМОЖНОСТИ ЭЙЛЕРОВО-ЭЙЛЕРОВА И ЭЙЛЕРОВО-ЛАГРАНЖЕВА ПОДХОДОВ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ТЕЧЕНИЙ МНОГОФАЗНЫХ СМЕСЕЙ И ОЧИСТКИ КОЛЬЦЕВОГО ПРОСТРАНСТВА СКВАЖИН ОТ ШЛАМА

**Джанхорбни Мехран**
Научный руководитель профессор Харламов С.Н.
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

**Введение.** Хотя вопросы гидротранспорта шлама в вертикальных скважинах достаточно давно исследуются и имеют ряд подтверждённых опытом решений, проблема построения решений и прогноза течений смесей бурового раствора со свойствами неньютоновской жидкости типа Гершеля-Балкли (ГБ) с твёрдыми частицами выбуренной породы через эксцентричное горизонтальное кольцевое пространство ещё остается открытой [1-4]. В моделировании данного процесса обращаются к двум подходам механики гетерогенных сплошных сред. В первом предполагают, что, например, в дисперсной смеси из капельной жидкости с твердыми частица обе фазы представляют собой сплошную среду (эйлерово-эйлеров (ЭЭ) подход) и во втором (эйлерово-лагранжев (ЭЛ) подход), только несущая (диспергированная) среда (т.е. раствор) описывается моделью сплошной среды, тогда как динамика частиц твердой (дисперсной) фазы и траектории каждой отдельной частицы рассчитываются отдельно в рамках дискретного приближения. В данной работе, авторы используют оба подхода с ***целью***: уяснить особенности и возможности подходов в моделировании и прогнозе закономерностей процесса гидротранспорта при бурении горизонтальных скважин.

**Детали моделирования.** В данном исследовании был выбран канал длинной 10 м, состоящий из пространства между двумя трубами, расположенными параллельно, но эксцентрично относительно друг друга. Диаметр внешней трубы, представляющей ствол скважины равен 20 см и диаметр внутренней трубы, представляющей бурильную колонну равен 12 см. В качестве несущей среды была выбрана вода, поступающая в канал со скоростью 1 м/с (с числом Рейнольдса порядка 80,000) и в качестве твёрдой фазы применялись сферические частицы песка диаметром 6 мм и с плотностью 2650 кг/м$^3$. Расчётная сетка была выбрана так, чтобы погрешности моделируемого значения перепада давления при концентричном расположении труб (для которого имеется аналитические и полуэмпирические решения [1-4],) была меньше 5 % в турбулентном и ламинарном режиме, и разница между полученными значениями перепада давления с более тонкой сеткой составляла меньше 2%. В конечном итоге, была выбрана сетка с расширением 50*60*50, имеющая 137500 ячеек. В качестве модели турбулентности была выбрана модель SST k-ω [1,2], которая широко используется из-за своей относительной простоты (по сравнению, например, с моделью напряжений Рейнольдса [1,2]) и из-за того, что способна удачно моделировать течение в пристеночной и свободной зонах потока. В качестве замыканий привлекаются пристеночные функции, которые работают в диапазоне $У^+$ <30-300 [1,2,5]. Сравнения результатов расчетов течений в трубах с эксцентричностью и экспериментальными данными (например, [6, 7]) показывали, что с увеличением эксцентричности перепад давления уменьшается. Это свидетельствует о корректности алгоритма и модели процесса с SIMPLE-C методом определения поля давления. Расчетами установлено, что в области длины трубы (через 4 метра от входа), профиль скорости и напряжение на стенках стабилизируются. Это свидетельствует, что выбранная длина канала достаточно для формирования автомодельного течения.

Детали описания подходов. При ЭЭ подходе, уравнения сохранения массы и импульса (уравнения Навье-Стокса) решается для обоих фаз с учётом их объемной доли в виде [1-4]:

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\alpha_q \rho_q\right) + \nabla.\left(\alpha_q \rho_q \vec{v}_q\right) = \sum_{p=1}^{n}\left(\dot{m}_{pq} - \dot{m}_{qp}\right) + S_q \quad (1)$$

Здесь *q u p* обозначают фазы, *α* — это объемная доля фазы, *ρ* — это плотность, *v*-это скорость, *m* — это обмен масса с одной фазы в другую (равно 0 в нашем случае) и *S* — это источник массы (равно 0 в нашем случае)

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\alpha_q \rho_q \vec{v}_q\right) + \nabla.\left(\alpha_q \rho_q \vec{v}_q \vec{v}_q\right) = -\alpha_q \nabla p + \nabla.\bar{\bar{\tau}}_q + \alpha_q \rho_q \vec{g} + \sum_{p=1}^{n}\left(\vec{R}_{pq} + \dot{m}_{pq}\vec{v}_{pq} - \dot{m}_{qp}\vec{v}_{qp}\right) + \sum \vec{F} \quad (2)$$

Здесь $\tau$ — это тензор напряжений и $R$ — это межфазная сила, для определения которой, существует ряд ссотношений, например, Гидаспоу [8], Сиамлал-Обриен [9] или Вен-Ию [10]. В данном случае соотношение Гидаспоу было использовано. Хотя разные исследователи показали, что соотношение Сиамлал-Обриен то же даёт похожие результаты при замыканиях определяющих уравнений. $F$ — это разные силы, действующие на фазы как, например, подъемная сила.

При ЭЛ подходе, только несущая среда рассматривается как сплошная и траектории каждой частицы твердой фазы вычисляются путем интегрирования уравнения (3):

$$\frac{du_p}{dt} = F_D\left(u - u_p\right) + \frac{g_x(\rho_p - \rho)}{\rho_p} + F_x \quad (3)$$

Здесь индекс "*p*" обозначает частицы, $F_D$- сила лобового сопротивления и $F_x$ – все другие возможные силы, например, сила термофореза, сила Саффмана или Магнуссена. Но, так как они значительные только при очень малых размерах частиц здесь ими пренебрегаем. Силу лобового сопротивление можно вычислять так:

$$F_D = \frac{18\mu}{\rho_p d_p^2}\frac{C_D Re}{24}, \quad (4)$$

где $d_p$-это диаметр частиц и Re – это относительное число Рейнольдса, которое определяется так:

$$Re = \frac{\rho d_p |u_p - u|}{\mu}. \quad (5)$$

Коэффициент $C_D$ для сферических частиц определяется как:

$$C_D = a_1 + \frac{a_2}{Re} + \frac{a_3}{Re^2} \quad (6)$$

Здесь коэффициенты $a_i$ являются экспериментальными [11].

**Результаты.** Моделирование было проведено на ПО ANSYS FLUENT на ПК с ядром Intel i7-8700 CPU (с 12 ядрами, 3,2 ГГц) в неустановившемся режиме. Было смоделировано 10 с течения. В итоге, моделирование с ЭЭ подходом дает объемную концентрацию шлама в канале как 2,57 %. При ЭЛ подходе получена данная концентрация как 2,91 %, т.е. на 11.4 % выше ЭЭ подхода. Оба результата находятся в разумном диапазоне по сравнению с экспериментальными данными [12], но при этом моделирование с ЭЭ подходом занимало 15 дней, причем расчет с ЭЛ подходом завершился затратами большими на 8 часов.

**Заключение.** Расчетами установлено следующее: ***ЭЭ подход*** имеет три недостатка: 1. Занимает много времени, например, моделирование одного цикла течения, состовляющего 10 секунд, на нормальном ПК занял 15 дней. 2. Основан на приближенных связях. Типа уравнения Гидаспоу, Сиамлал, Вен-Ию и других все обоснованы на кинетической теории движения частиц. Другими словами, они моделируют движение частиц твёрдой фазы, как молекул газа вплоть до определения гранулярной температуры для них, подобно температуре газа. Таким образом, этими замыканиями можно моделировать многофазное движение частиц твёрдой фазы как газообразной, но диапазон возникавших погрешностей в результате подобных допущений и упрощений неизвестен. В комбинации с приблизительной природой моделей турбулентности, полученные результаты этим методом, могут быть весьма ненадёжными. 3. Рекомендуется для случаев, где объемная доля твёрдой фазы превышает 10 %, т.е. когда частицы твёрдой фазы формируют слой, подобно слою жидкости. Тогда можно их рассматривать как сплошную среду. Показано, что ***ЭЛ подход*** не имеет подобных недостатков. Однако, для него характерно, что с ростом числа частиц, расчёты становятся громоздкими, требуют много оперативной памяти компьютера. Поэтому на стандартных ПК рекомендуется использовать ЭЛ подход только для случаев с числом частиц меньше 100.000. Установлено, что при возможности, т.е. при малых значениях размеров твёрдых частиц, ЭЭ подход предпочтителен. Оба подхода дают результаты, находящиеся в диапазоне реальности и на 12% отличаются друг от друга, аналогично данным [13]. К тому же, ЭЛ подход даёт информацию о траекториях частиц, что невозможно при использовании ЭЭ подхода.

Литература

1. Харламов С.Н., Джангхорбани М., Филиппов К.А. Математическое моделирование и методы исследования гидродинамической очистки горизонтальных скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 8, ст. 53-73.
2. Харламов С. Н., Джангхорбани М. Численное моделирование течений вязких смесей бурового шлама и потока сырой нефти на горизонтальных участках скважин с эксцентричными бурильными трубами //Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа-XXI век. – 2021. – С. 221-224.
3. Шищенко Р.И., Есьман Б.И., Кондратенко П.И. Гидравлика промывочных жидкостей. – М.: Недра, 1976 – 294 с.
4. Guo B., Liu G. Applied drilling circulation systems: hydraulics, calculations and models. – Gulf Professional Publishing, 2011.
5. Chmielewski M., Gieras M. Three-zonal wall function for k-ε turbulence models //Computational methods in science and technology. – 2013. – Т. 19. – №. 2. – С. 107-114.
6. Dokhani V. et al. Effects of drill string eccentricity on frictional pressure losses in annuli //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Т. 187. – С. 106853.
7. Подрябинкин Е.В. Моделирование течений ньютоновских и неньютоновских жидкостей в цилиндрическом зазоре: автореф. дис. … канд. физ.-мат. наук. – Новосибирск, 2014. – 28 с.
8. Gidaspow D. Multiphase flow and fluidization: continuum and kinetic theory descriptions. – Academic press, 1994.
9. Computer simulation of bubbles in a fluidized bed //AIChE Symp. Ser. – Publ by AIChE, 1989. – Т. 85. – №. 270. – С. 22-31.
10. Wen C. Y. Mechanics of fluidization //Chem. Eng. Prog. Symp. Ser. – 1966. – Т. 62. – С.100-111.
11. Morsi S. A. J., Alexander A. J. An investigation of particle trajectories in two-phase flow systems //Journal of Fluid mechanics. – 1972. – Т. 55. – №. 2. – С. 193-208.
12. Costa S. S. et al. Simulation of transient cuttings transportation and ECD in wellbore drilling //Europec/EAGE Conference and Exhibition. – OnePetro, 2008.
13. Epelle E. I., Gerogiorgis D. I. Transient and steady state analysis of drill cuttings transport phenomena under turbulent conditions //Chemical Engineering Research and Design. – 2018. – Т. 131. – С. 520 -544.

# К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ БУРЕНИЯ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОЧИСТКИ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО КОДА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

**Джанхорбани Мехран**
Научный руководитель профессор Харламов С.Н.
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

**Введение.** Одной из ключевых проблем современного бурения является проблема очистки скважины от шлама, особенно, из горизонтальных участков ее ствола. Хорошо известно (см., например [1-3]), что процесс очистки гораздо эффективнее при вращении бурильной колонны. Поэтому при слайдинге (бурении с забойном двигателем и без вращения бурильной колонны) необходимо приостанавливать бурение с целью выполнения операций по очистке скважин. Заметим, что определение частоты таких периодов очистки крайне важно. Так, если остановить бурение раньше необходимого момента, то возникнет ситуация с ненужными финансовыми и временными издержками, а позже – интенсифицируются неблагоприятные процессы для функционирования технологического оборудования, вызывающие прихват бурильной колонны. В связи с этим в работе поставлена ***цель:*** выяснить особенности организации оптимального режима продолжительного бурения скважин с горизонтальными участками в рамках использования комплексных подходов математического и численного моделирования процессов гидродинамики и конвективного массопереноса реологически сложных вязких сред в условиях накопления шлама при разных скоростях бурения.

**Физические допущения и детали моделирования.** Предполагается, что имеет место течение неньютоновской капельной жидкости (раствора типа Гершеля-Балкли) с параметрами, указанными в таблице 1. Геометрическая конфигурация скважины отвечает параметрам двух цилиндров с диаметрами 20 см (внешний) и 12 см (внутренний), общей длинной 10 м. Цилиндры расположены коаксиально и эксцентрично (75 %). Численное интегрирование определяющих уравнений гидродинамики и массопереноса гетерогенных смесей проводится в рамках подходов, методов, а также учета деталей изменений реофизических свойств вязкой среды, подробно изложенных в [1-3] на разностной сетке с общим числом узлов M=3,44 * $10^5$. Верификация моделей/ методов/алгоритма численного интегрирования выполнена по анализу изменений локальных и интегральных параметров задачи (подобно [1-3]), а также сравнением с имеющимися опытными данными (например, изменений перепада давления по пространству области решения задачи пока результаты расчёта отличаются друг от друга меньше 2 % [4].

***Таблица 1***

***Характеристики раствора***

| Предел текучести, [Па] | Индекс консистенции, [Па.с$^n$] | Индекс потока, [-] | Критическая скорость сдвига, [с$^{-1}$] | Плотность, [кг/м$^3$] |
|---|---|---|---|---|
| 6,5 | 0,640 | 0,48 | 0,001с$^{-1}$ | 1000 |

В качестве дисперсной фазы использовались твердые частицы песка сферической формы с плотностью 2650 кг/м$^3$ и диаметром 6 мм. Предполагается, что течение смеси неустановившееся по пространству, стационарное на входе осуществляется при значениях: со средней скоростью порядка 2м/с; скорости бурения отвечают характерным значениям процесса бурения и отвечают величинам 5, 10, 20 м/час. Процесс накопления шлама со временем в донной части коаксиальной эксцентричной трубы с указанными геометрическими и физическими особенностями течения и массопереноса анализировался с шагом установления процесса получения численного решения порядка $10^{-3}$, причем при определении поля давления использовались популярные алгоритмы такие, как SIMPLE и PISO. Расчетами установлено, что, хотя алгоритмы дают приблизительно близкие результаты, но в условиях нерегулярности сетки PISO сопровождается лучшей сходимостью численного решения к предельным значениям порядка $10^{-6}$ по изменению локальных значений задачи. Отметим, расчёты были проведены на ПК с ПО ANSYS FLUENT 2021 R1, в рамках которого проанализировано влияние фаз друг на друга.

**Результаты и их обсуждение.** Ниже, на рис. 1 представлены отдельные результаты исследования по прогнозу изменений объемной доли частиц шлама в межтрубном пространстве и определения предельного момента для начала выполнения операций прекращения бурения и очистке скважины. В частности, по значениям процентной доли (рис.3) объема частиц шлама можно судить о достижении этого определенного уровня. Заметим, что для уяснения особенностей накопления/транспорта частиц шлама в условиях развивающегося течения по стволу скважины, заданной геометрии (длиной L), с характерной на входе скоростью бурения ($\hat{U}$), данный процесс удобно связать с изменением характерного гидродинамического времени бурения ( $\tau_б = L/\hat{U}$ ) путем введения в анализ определяющего числа подобия - гомохронность процесса бурения, *Но=τ/τ$_б$*. Тогда значение безразмерного времени (Но), отвечающее циклам течения (с условием - *цикл* соответствует *τ$_б$*), можно использовать в качестве критерия, описывающего гидродинамические особенности накопления шлама. С учетом сказанного, из рис. 3 видно, что в принятом процессе (цикл/*τ$_б$* =5с – время течения, с которым поток проходит скважину) линии 1-3 показывают интенсификацию накопления шлама в условиях роста скорости бурения ($\hat{U}$). Подчеркнем, что *практическая ценность результата очевидна.* Ведь имея подобные кривые, инженер по бурению может предсказать через сколько времени (по числовым значениям ***Но***) объёмная доля частиц достигает определённого уровня (например, 5%) и нужно будет остановить бурение и провести очистку.

Также данные ***таблицы 2*** иллюстрируют картину процесса в условиях, отвечающих заданию: длина горизонтальной части - 1 км, остальные параметры - соответствуют рис. 1.

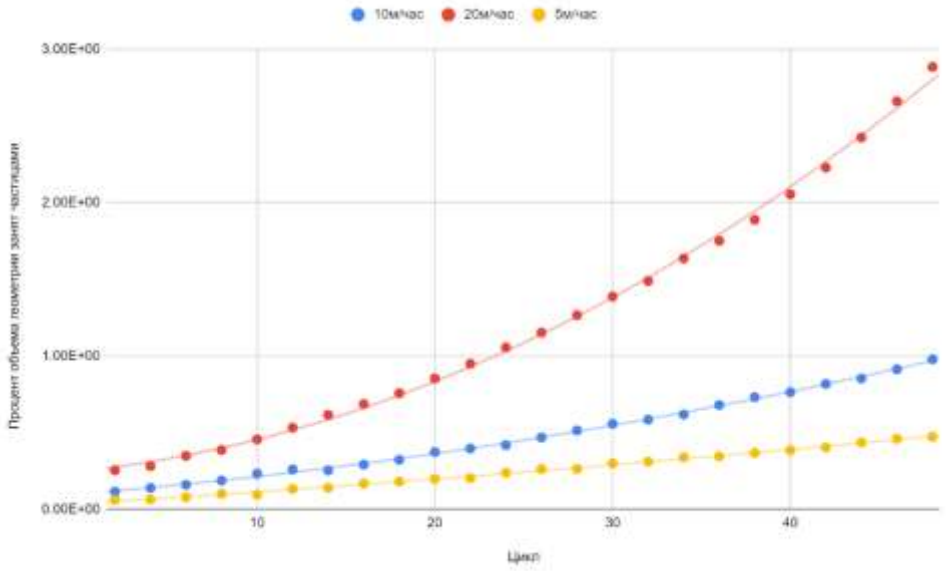



***Рис. Занятый частицами шлама объем межтрубного пространства скважины (%) в зависимости от среднемассовой скорости раствора на входе (Û=2 м/с) при изменении характерного безразмерного времени процесса бурения (Но или числа циклов) в условиях накопления и транспорта частиц шлама по стволу скважины. Здесь обозначены линии с характерным значением скорости (Ũ, м/ч) бурения: 5 – желтая; 10 – синяя; 20 – красная соответственно.***

***Таблица 2***

***Детали технологического процесса бурения, накопления и транспорта шлама в скважине при заданных условиях (объемная доля) и переменности цикла (изменении критерия гомохронности, Но)***

| **Цикл (Но)** | **Объёмная доля, (%)** | **Время бурения, (час)** | **Скорость бурения, (м/ч)** |
|---|---|---|---|
| 274 | 5.0 | 38.1 | 5 |
| 141 | 5.0 | 19.6 | 10 |
| 68 | 5.0 | 9.4 | 20 |

Из табл. 2 видно, какая должна быть максимальная продолжительность бурения горизонтальной секции длиной в 1 км при разных скоростях бурения, если требуется обеспечить функционирование оборудования до достижения максимально допустимого значения доли частиц шлама в стволе в 5%.

**Заключение.** Детальный анализ процессов в скважине, моделирование и расчет нетривиальных рео- и гидродинамических эффектов, сопровождающих течение смеси, показывают, что результаты находятся в пределах разумного прогноза. Можно допустить, что предлагаемая методика вполне успешна в практике с целью определения продолжительности бурения, установления условий, в которых бурильная колонна не вращается, например, при слайдинге или при бурении с колонной из гибких труб (coiled tubing drilling). Кроме того, в случае стандартного бурения можно рассматривать подобные кривые в качестве способа нахождения минимальной продолжительности бурения. Поскольку моделирование процесса с эксцентричным вращением бурильной колонны очень затратное и не годится для прикладных приложений.

Литература

1. Харламов С. Н., Мехран Д. Процессы транспорта шлама при очистке скважин с произвольной ориентацией буровых труб, содержащих эксцентрично расположенное круглое ядро с подвижной стенкой: проблемы, результаты, перспективы (обзор) //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – №. 7. – С. 131-149.
2. Харламов С. Н., Мехран Д. Процедуры и инструментарий мониторинга процессов и механизмов транспорта шлама при гидравлической очистке горизонтальных скважин //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – №. 12. – С. 22-40.
3. Харламов С. Н., Мехран Д., Филиппов К. А. Математическое моделирование и методы исследования гидродинамической очистки горизонтальных скважин //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – №. 8. – С. 53-73.
4. Харламов С. Н., Джангхорбани М. Численное моделирование течений вязких смесей бурового шлама и потока сырой нефти на горизонтальных участках скважин с эксцентричными бурильными трубами //Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа-XXI век. – 2021. – С. 221-224.

# ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ (МЕСТОРОЖДЕНИЯ АНАЛОГИ)

**Кротов А.А.**
Научный руководитель профессор Белозеров В.Б.
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

Все чаще встречается ситуация, когда на месторождениях нефти и газа произведена сейсморазведка, но количество пробуренных скважин на единицу площади настолько мало, что данные по этим скважинам являются нерепрезентативными для оценки ресурсной базы. Поисково-разведочное бурение — это обычное дело для крупных нефтегазовых компаний. Для небольших компаний вложения в поисково-разведочное бурение — это огромные финансовые риски. Инвестиции в мелкие нефтегазовые компании позволяют получить большую прибыль в случае открытия крупных месторождений углеводорода. Но, в противном случае это приведет к серьезным финансовым последствиям как компании, так и инвестора. Поэтому важно оценить все риски и произвести подсчет запасов углеводородов в условиях высокой неопределенности с помощью вероятностной оценки для дальнейшего принятия инвестиционных решений.

При использовании вероятностной оценки определяют следующие величины (рисунок 1):

- Минимальная или наиболее вероятная оценка (P90) – оценка запасов или ресурсов подтверждена с вероятностью 90 процентов.
- Базовая, средняя или ожидаемая величина (P50) – оценка запасов или ресурсов подтверждена с вероятностью 50 процентов.
- Максимальная величина, наиболее маловероятный шанс (P10) – оценка запасов или ресурсов подтверждена с вероятностью 10 процентов.

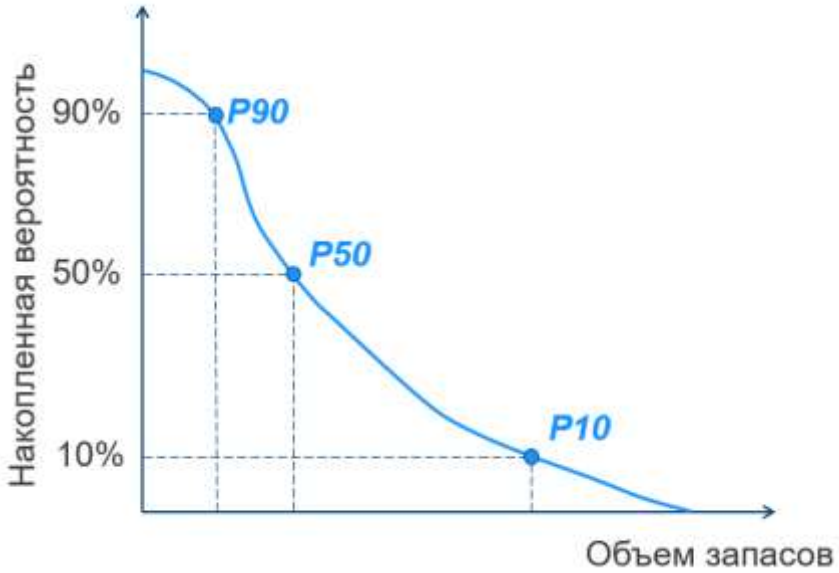



***Рис. 1. Накопленная вероятность оценки объема запасов или ресурсов***

В случае отсутствия действующих или пробуренных скважин на месторождении, вероятностную оценку ресурсной базы производят объемным методом, все величины представляются в виде вероятностных распределений (рисунок 2). Структурные и концептуальные неопределенности (это площадь залежи и эффективные газо- и нефтенасыщенные толщины), влияющие на общий объем горных пород и отвечающие за особенности распределения пород-коллекторов в пространстве берутся исходя из данных сейсморазведки и общей региональной геологии. Петрофизические неопределенности, определяющие качество коллектора, способного содержать флюид (это значения пористости и нефтенасыщенности) и неопределенности свойств пластовых флюидов (плотность и объемный коэффициент) принимаются исходя из вероятностного распределения данных свойств полученных с месторождений аналогов, где разрабатываются те же продуктивные пласты, что и в анализируемой структуре.

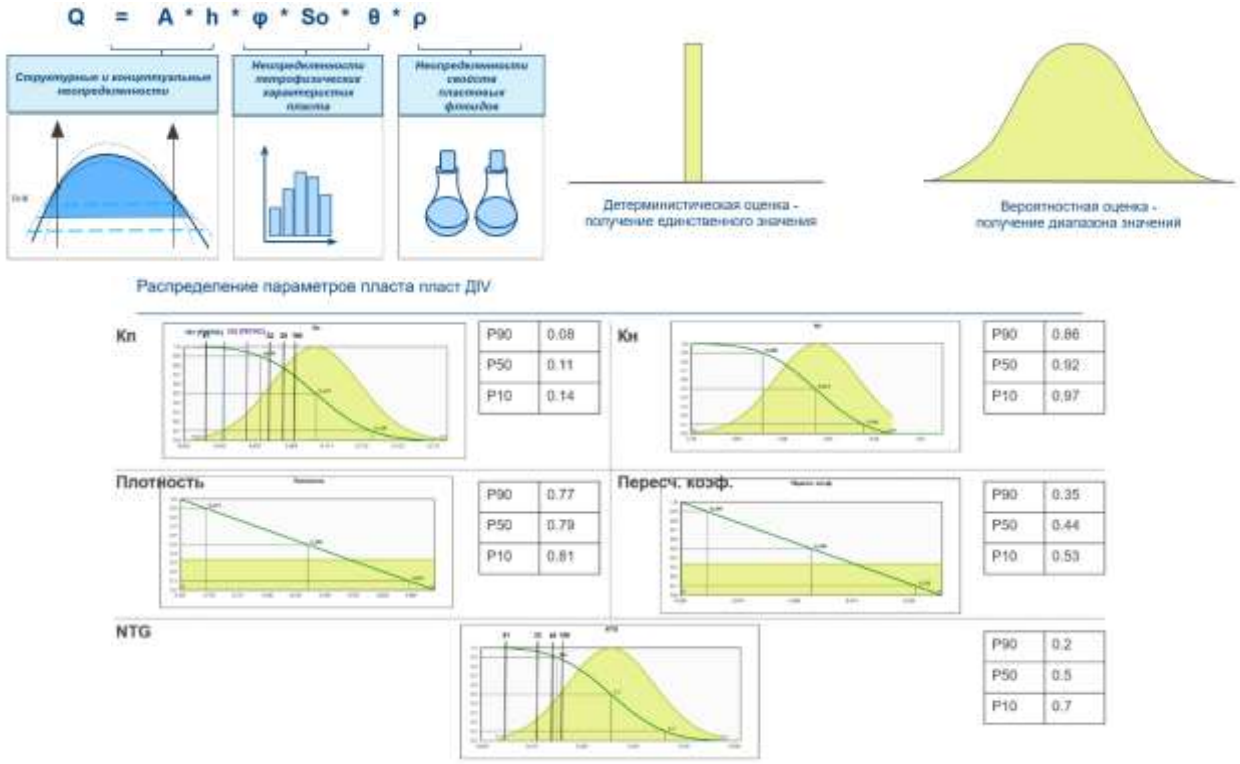



***Рис. 2. Ключевые неопределенности и вероятностное распределение параметров***

Вероятностная оценка означает отказ от точного расчета параметров в условиях высоких неопределенностей, и учитывает всевозможные варианты их оценки. После того как построена базовая геологическая модель и заданы неопределенности в виде вероятностного распределения параметров производится многовариантный расчет, состоящий из множества реализаций с использованием, например, таких методов расчета как Монте-Карло или выборка латинского гиперкуба (рисунок 3). В итоге мы имеем вероятностное распределение объема ресурсной базы или запасов залежи [2].

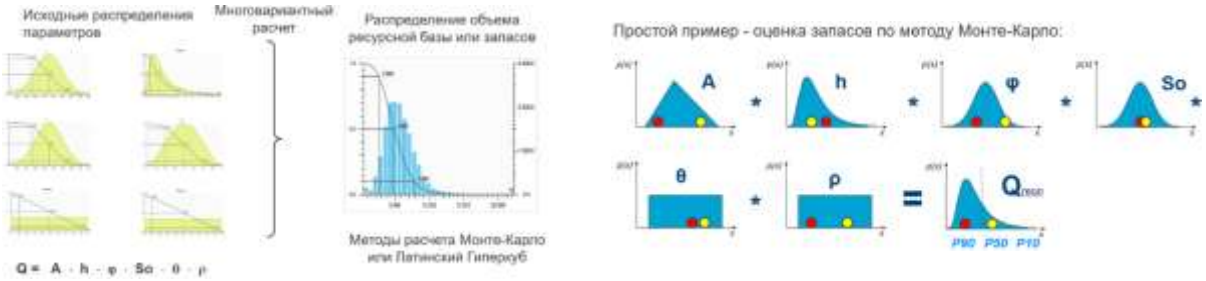



***Рис. 3. Многовариантный расчет множества реализаций***

В дальнейшем для принятия инвестиционных решений производится расчет шанса геологического успеха, а также происходит отбор ловушек по нефтенасыщенным толщинам, пригодным для бурения с экономической точки зрения. Производятся расчеты по разработке месторождения, а именно потенциал извлечения углеводородов с учетом оптимальных технических решений. Далее анализ инфраструктурных решений по проекту и оценка экономической эффективности проекта с учетом всех необходимых затрат, включая программу геологоразведочных работ (ГРР). И в конечном этапе подбор и принятие интегрированного устойчивого решения [1].

Литература

1. Дымочкина М. Г. и др. Геолого-экономическая оценка проектов: настоящее и будущее //PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – №. 3. – С. 18-23.
2. Методика геолого-экономической оценки новых активов разведки и добычи углеводородов. — М.: ПАО «Газпром нефть», 2017.

# МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБВОДНЯЮЩИХСЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

**Лурьев И.В., Лурьева И.И.**
***Международный университет нефти и газа имени Ягшигелди Какаева, г. Ашхабад, Туркменистан***

Большинство газовых месторождений Туркменистана эксплуатируются при активном водонапорном режиме. Как следствие внедрения воды в газовую залежь обводняется продукция скважин, что приводит к накоплению жидкости в стволе скважины и образованию столба жидкости.

Большое количество работ посвящено методам удаления жидкости с забоя газовых скважин, которые условно можно разделить на три группы: применение поверхностно-активных веществ в газовых скважинах с небольшим количеством жидкости при высоких пластовых давлениях и добывных возможностях скважины; организация газлифта в скважинах с большим количеством поступающей вместе с газом жидкости; удаление жидкости с забоя скважин при помощи изменения конструкции скважин. При установлении технологического режима работы обводняющихся газовых скважин можно воспользоваться предложенным нами устройством-гидрозамком [2], предотвращающим накопление столба жидкости на забое за счет нарушения сплошности пристенных слоев жидкости.

Полученные нами закономерности и принятая модель движения газожидкостных смесей в вертикальных трубах дают возможность построения физически обоснованных принципов оптимизации параметров лифтовых колонн и повышения эффективности их работы. Особенно важно поддерживать устойчивость работы скважин в процессе изменения технологических режимов их работы, снижения дебита и обводнения пластовой продукции. Поиск конкретных параметров устойчивой работы лифта можно выполнить только на основе совмещения индикаторной характеристики скважины с характеристиками лифта, а основные направления поиска следуют из анализа закономерностей изменения общих потерь давления. Так, для сохранения устойчивой работы скважины с уменьшением дебита необходимо или уменьшить диаметр лифта, или уменьшить величину плотности газожидкостного потока, что достигается уменьшением устьевого давления или подбором штуцера [1].

Построенная нами математическая модель учитывает основные закономерности, касающиеся влияния характеристик продуктивного пласта на процессы, происходящие в стволе скважины, а также принципы движения в нем газожидкостной смеси. Согласно принятой модели, работа скважины зависит от поступления газа и воды из пласта и от условий движения газожидкостной смеси от забоя до устья. При изменении пластового или забойного давления по уравнению притока газа к скважине, используя коэффициенты фильтрационных сопротивлений $A$ и $B$, можно определить текущий дебит газа. Указанные коэффициенты находят либо по результатам исследований скважин при стационарных режимах на начальном этапе разработки, либо расчетным путем. Для нахождения текущего дебита воды, фильтрация которой в призабойной зоне описывается законом Дарси, используется соотношение между коэффициентом фильтрационного сопротивления $A$ и коэффициентом продуктивности пласта по воде. Средневзвешенное пластовое давление на текущий момент времени определяют по уравнению материального баланса. Фазовые проницаемости для газа и воды определяют по полиномам. Объем связанной воды, вычисляется в зависимости от типа продуктивных пород, а сумма газо- и водонасыщенности равна единице.

Для установления параметров работы скважины необходимо знать основные законы движения газожидкостной смеси в вертикальных трубах. Общий перепад давления на концах трубы зависит от плотности смеси и гидравлических сопротивлений. На их численное значение существенно влияют не только свойства смеси, но и структура потока. Изучение законов движения газожидкостной смеси позволяет установить параметры оптимальных режимов эксплуатации скважин.

Каждому режиму течения соответствует определенный интервал изменения соотношения объемными расходами жидкой и газовой фаз. В случае режима тумана жидкость полностью выносится на поверхность и определение забойного давления не представляет трудностей. В случае кольцевого режима количество жидкости, поступающее в скважину, складывается из дебита воды, соответственно, притекающей в скважину и выносимой на поверхность в каждый момент времени.

Скорость потока, при которой изменяется направление движения пленки жидкости, называемая скоростью реверса (опрокидывания), характеризуется безразмерным параметром [1]:

$$V_{\text{кр}} = k_{\mu}\left[\frac{\sigma_{\text{гв}}\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{г}}(\rho_{\text{в}}-\rho_{\text{г}})}\right]^{0,25} \quad (1)$$

где $\rho_{\text{г}}$ и $\rho_{\text{в}}$ – плотность газа и воды; $\sigma_{\text{гв}}$ – поверхностное натяжение на границе жидкость-газ, ориентировочно определяемое по формуле

$$\sigma_{\text{гв}} = \frac{10^{9}}{10^{1,19+0,01P}} \quad (2)$$

P – давление; kμ – функция, зависящая от вязкости жидкой фазы: для нефти и конденсата 3,2 < kμ < 3,5; для воды 3,25 < kμ < 3,35.

Критерием, определяющим режим кольцевого течения при реверсе и захлебывании, является величина приведенной скорости

$$v = \frac{w_{\text{г}}}{V_{\text{кр}}} \quad (3)$$

где wг – скорость восходящего потока газа.

Анализ результатов расчета параметров работы обводняющейся скважины показывает, что влияние обводнения сводится, в основном, к увеличению гравитационных потерь в скважине, которые с достаточной для

практики точностью могут быть определены по предложенной методике. Режим захлебывания (стекания жидкости вниз) начинается при v < 0,845. Дальнейшая эксплуатация скважины сопровождается накоплением жидкости в ее стволе и на забое. Механизм захлебывания включает в себя влияние следующих основных факторов: расход жидкости, диаметр НКТ, длина трубы, вязкость жидкости, поверхностное натяжение, плотность жидкости, давление, шероховатость труб.

На предложенную методику расчета параметров двухфазного потока в вертикальной скважине нами построены алгоритм и вычислительная модель, позволяющие исследовать процесс захлебывания обводняющейся газовой или газоконденсатной скважины в зависимости от применяемой конструкции скважин, геолого-промысловых характеристик пласта и технологических режимов их эксплуатации. Вычислительная модель разделяется на две части, в зависимости от того, конструкция скважин стандартная, с постоянным диаметром лифтовых труб или в скважине установлен предлагаемый нами гидрозамок (один или несколько). Очевидно, первая часть представляет собой задачу эксплуатации обводняющейся газовой скважины в условиях накопления столба жидкости на забое, который влияет на снижение дебита и скважина самозадавливается, захлебывается. В этом случае в качестве исходных необходимо знать следующие параметры скважины и её продукции: устьевые температура и давление; длина и диаметр насосно-компрессорных труб; глубина скважины; забойная температура; состав газа; относительная плотность и динамическая вязкость газа; плотность жидкости; дебиты газа и воды в атмосферных условиях; толщина, фазовые проницаемости и газонасыщенность пласта. Расчетным путем определяются следующие показатели: давление на забое работающей обводняющейся скважины, количество пластовой воды, поступающей в зону дренирования скважины, динамика дебита газа и воды в забойных, рабочих и атмосферных условиях, время накопления столба жидкости в скважине, суммарное количество добытого газа и воды, а также ряд вспомогательных параметров (коэффициенты сверхсжимаемости, критические давления и температуры смеси, дебит смеси, коэффициенты гидравлических сопротивлений и т.д.). Представленную модель легко модифицировать в случае изменяющегося диаметра лифтовых труб по длине скважины.

Вторая часть вычислительной модели позволяет определить оптимальные параметры эксплуатации обводняющихся газовых и газоконденсатных скважин, оборудованных устройствами-гидрозамками для удаления жидкости. Наличие предложенных устройств учитывается не как физическое уменьшение диаметра насосно-компрессорных труб, хотя это и имеет место, а как механизм нарушения сплошности пристенных слоев жидкости и срабатывание сифонного эффекта в момент накопления жидкости в камерах устройства. В связи с этим в дополнение к перечисленным исходным данным требуются следующие: диаметр и длина гидрозамка; количество и места расположения гидрозамков.

Нами исследована работа скважин в зависимости от различного количества гидрозамков и их расположения по стволу скважины (рис. 1). Наиболее удачная конструкция – с четырьмя равномерно размещенными по длине скважины гидрозамками, один из которых обязательно должен быть установлен на забое. Скважины, оборудованные гидрозамками, работают значительно дольше скважин стандартной конструкции. Период самозадавливания скважин с гидрозамками более растянутый.

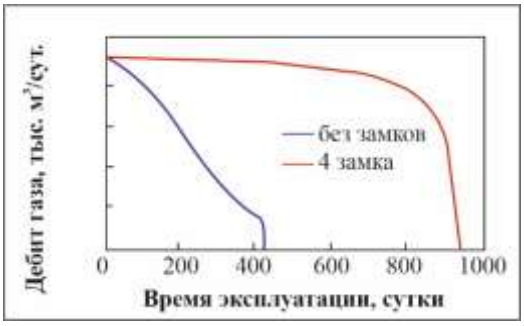



***Рис. 1. Динамика дебита газа скважины с 4 гидрозамками и без них***

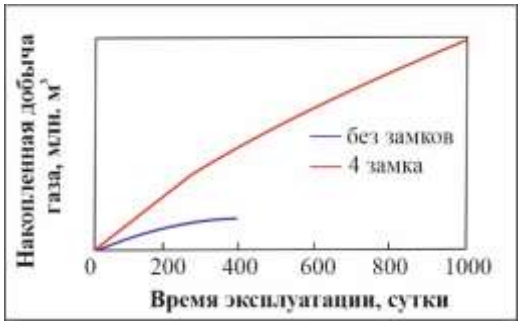



***Рис. 2. Накопленная добыча газа по скважине месторождения Найып за один межремонтный период***

Апробация устройств-гидрозамков была проведена на одной из скважин месторождения Найып. Несмотря на то, что дебит газа со временем снижался, проведенные промысловые исследования подтверждают эффективность работы установленных в скважине гидрозамков, так как скважина, подготовленная к ликвидации, поддается освоению и до сих пор находится в эксплуатации.

Таким образом, предлагаемая нами модель эксплуатации скважин, охватывает все стороны их работы в условиях обводнения: прогноз дебитов газа и воды, пластовых и устьевых давлений, различные способы удаления жидкости с забоя скважин – и позволяет установить оптимальный технологический режим, обеспечивающий длительную безаварийную эксплуатацию.

Литература

1. Гриценко А. И., Клапчук О. В., Харченко Ю. А. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах. – 1994.
2. Патент Туркменистана №9, 1997 г.

# ПРОСТРАНСТВЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИКИ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ ПЕНЫ В УСЛОВИЯХ УДАРНО-ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

**Местников Ф.М.**

Научный руководитель - профессор Харламов С. Н.

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

***Введение.*** Технологические применения качеств пены в пористых средах весьма многообразны и взаимосвязаны в основном с блокированием газовых трасс пеной [1, 2]. В современное время — это качество пены широко применяется в таких областях как добыча нефти и газа, а также для очистки пористых сред от загрязнений и др.

Взрывные методы [3, 4] набирают все большую актуальность в нашей стране и нашли применение для выполнения хозяйственных и технических работ, решая проблемы разных областей, и в частности трубопроводного транспорта. Первыми вопросами, возникающими при проведении взрывных работ, являются обеспечение взрывобезопасности и пожаробезопасности, а также защита экологии. Одними из самых мобильных средств защиты, являются водные пены среди прочих веществ имеющих способность поглощать и диссипировать энергию, вырабатываемую при взрыве, обеспечивая надежную защиту близлежащих сооружений, транспортных средств и живых организмов. Снижение ущерба от использования взрывных методов происходит за счет механизмов преобразования и рассеивания энергии внутри газожидкостной пены, ликвидируя большую часть пыли и шума.

Численный расчет произведен на подвижных лагранжевых сетках, в расчете участвовали конечно-разностные соотношения, которые были получены в следствии аппроксимации частных производных, учитывающих интегральное определение аддитивной по массе внутренней энергии имеющейся смеси. Изобретателями алгоритма являются ученые Болотнова Р.Х. и Агишева У.О., алгоритм был использован на языке Object Pascal в среде разработки Lazarus. Болотнова и Агишева провели тестирование модели в результате которого получили положительный результат, сходящийся с результатами экспериментальных данных по ударному поведению пены [5] и расчетами простых одномерных задач.

В анализе полученных результатов было замечено, что при соприкосновении ударной волны с пеной происходит распределение энергии вглубь пены и ударная волна распространяется по зеркалу пены (рисунок 1). Соответственно от ударной волны образуются завихрения, так как имеется пространственная неоднородность течений, возникающих в результате искривления волн от ударной волны и появлением областей с пониженным давлением (рисунок 2).

При анализе процессов распространения фронта радиальной волны импульса в газе и пене, наблюдается замедление скорости растекания волны и диссипации ударной волны.

Как можно заметить ниже (рисунок 3) импульс растекается и толкает пену к границам области, можно заметить, что в узкой зоне происходит усиление водосодержания, а также давления в пене. Происходит размыв волны приводящий к рассеиванию энергии взрыва, что считается самым важным фактором, показывающим эффективность пенной защиты.

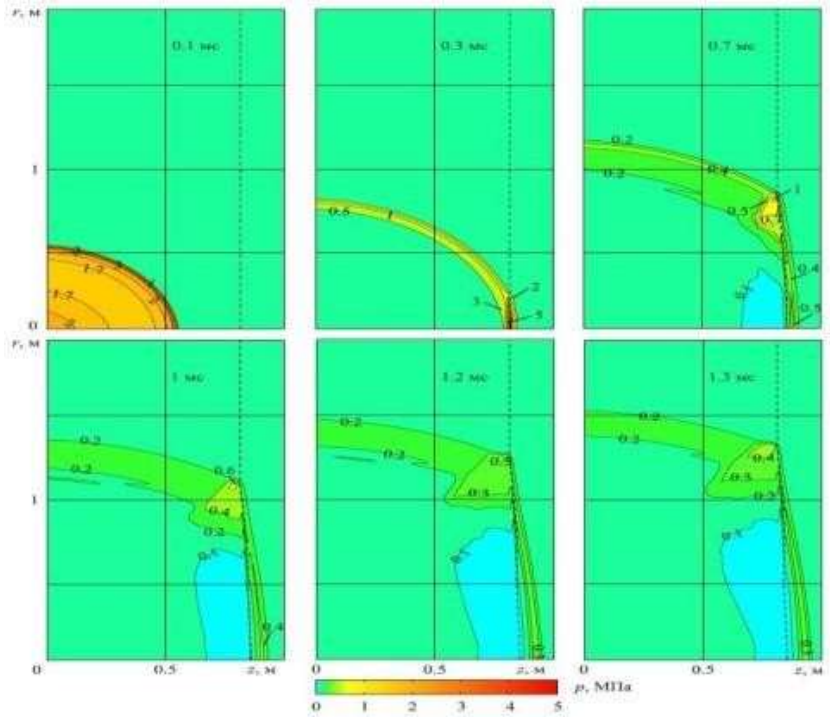
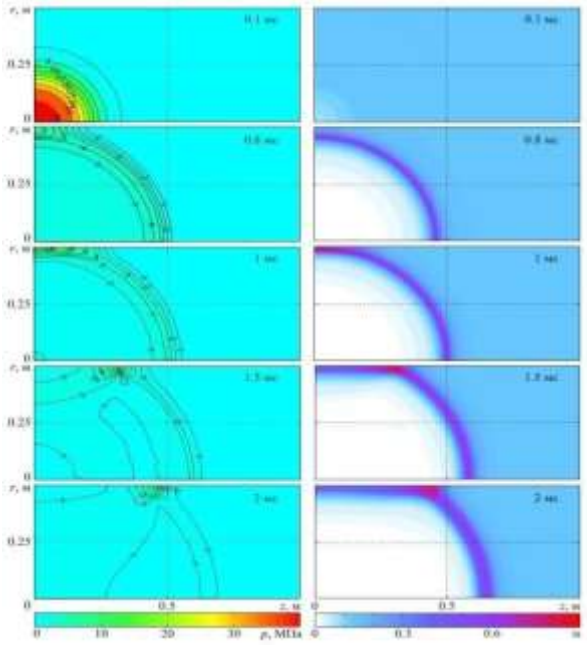



***Рис. 1. Динамика взаимодействия импульса давлевзаиния с пенным слоем [5]***



(а) (б)

***Рис. 2. Динамика поля давлений, изобар (МПа) (а) и водосодержаний (б) в водной пене с начальным объемным содержанием воды α*l0 = 0,15 [5]**

**Вывод.** Математическая модель, исследуемая в [5] и критически оцененная в рамках данного анализа, имеет свои истоки из модели двухфазной газожидкостной среды, не включала уравнения сохранения энергии, движения и неразрывности, а также использовались термодинамические свойства компонентов при двухтемпературном и однодавленческом приближении уравнения состояния. Данная постановка и результаты представляют интерес для практики детального моделирования процессов в НГО.

Литература

1. Raspet R., Butler P. B., Jahani F. The reduction of blast overpressures from aqueous foam in a rigid confinement //Applied Acoustics. – 1987. – Т. 22. – №. 1. – С. 35-45.
2. Moxon N. T., Torrance A. C., Richardson S. B. Sound attenuation with foam //United Kingdom Patentlinebreak No. GB2199869A. – 1988.
3. Britan A. et al. Macro-mechanical modelling of blast wave mitigation in foams. Part I: review of available experiments and models //Shock Waves. – 2013. – Т. 23. – №. 1. – С. 5-23.
4. Ball G. J., East R. A. Shock and blast attenuation by aqueous foam barriers: influences of barrier geometry //Shock waves. – 1999. – Т. 9. – №. 1. – С. 37-47.
5. Агишева У. О. и др. Параметрический анализ режимов ударно-волнового воздействия на газожидкостные среды //Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. – 2013. – №. 2. – С. 15-28.

## К ВОПРОСУ ВЛИЯНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОЛЯ НА РАЗРУШЕНИЕ ДИСПЕРСНЫХ СРЕД

**Очиров Е.Э.**
Научный руководитель профессор С.Н. Харламов
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

**Актуальность.**

Электромагнитная обработка дисперсных сред, например, эмульсии типа «вода в масле» в динамическом режиме приводит к деэмульгированию структуры. Компоненты, присутствующие в исследуемых эмульсиях (асфальтены, смолы, парафины, сульфид железа и механические примеси), которые являются стабилизирующими агентами для сохранения оболочек и способствуют повышению их прочности, больше всего подвергаются воздействию электромагнитного поля, которое способствует рекомбинации процессов и значительных структурных преобразований в нефтяных системах.

Хорошо известно [1], что данный метод нетривиален, весьма специфичен, требует детального анализа при выяснении условий для эффективного использования, в силу чего актуальной представляется ***цель работы:***

- определение достижений и критической оценке современного состояния результатов исследований эффективности влияния внешних полей на водонефтяную эмульсию;

- выработке предложений по совершенствованию методик их применения в практических приложениях, в частности, установления определяющих параметров, состава и структуры водонефтяной эмульсии, деталей схемы технологических установок.

**Детали моделирования: проблемы и предложения.**

Отметим, что важнейшей частью процесса разрушения водонефтяной эмульсии является деструкция «броневой» оболочки.

В частности в [1] было исследовано влияние различных режимов/видов постоянных магнитных и электромагнитных полей/параметров магнитной обработки (величина индукции, время, температура) на эффективность деэмульгации водонефтяных эмульсий.

Объектами исследования выступали образцы товарных эмульсий, полученные с объектов нефтедобычи, различающиеся по своему составу и свойствам. Представленные экспериментальные данные показали возможность разделения водной и масляной фаз промышленных эмульсий различного состава и содержания воды методом магнитной обработки.

Установлено, что как в режимах постоянного воздействия внешнего поля (магнитного/электромагнитного) формируются условия для интенсификации процесса деэмульгации эмульсий без применения деэмульгаторов. Подчеркивается, что в результате воздействия на образцы водонефтяной эмульсии постоянного магнитного и электромагнитного полей с индукцией 0,3–0,6 Тл может быть выделено до 99 % воды, содержащейся в исходном образце.

В таблице приведены отдельные характеристики исследуемых эмульсий, относящихся к распространенному типу обычных эмульсий “вода-в-масле”, для которых нефть является сплошной диспергированной, а вода – дисперсной фазами.

Для подтверждения того, что масло является *дисперсионной* средой, был проведен тест с каплей эмульсии, помещенной в воду. Тест показал, что капля всплывает, но не растворяется.

***Таблица***

***Характеристика эмульсий “вода-в-масле” [1]***

| Состав | Образец 1 | Образец 2 | Образец 3 | Образец 4 |
|---|---|---|---|---|
| Вода (мас.%) | 54,0 | 15,0 | 37,5 | 9,7 |
| Сульфид железа (мг/дм$^3$) | 3230 | 1233 | 578 | 215 |
| Механические примеси (масс.%) | 1,35 | 0,32 | 0,64 | 1,17 |
| Асфальтены (мас.%) | 2,41 | 2,07 | 6,53 | 4,96 |
| Смолы (мас.%) | 6,92 | 12,17 | 10,42 | 9,63 |
| Воски (мас.%) | 2,16 | 0,92 | 0,38 | 1,03 |
| Вязкость (сП) | 230 | 174 | 197 | 216 |
| Плотность (г/см$^3$) | 0,9632 | 0,9845 | 0,9687 | 0,9706 |
| Плотность водной фазы(г/см$^3$) | 1,1082 | 1,0913 | 1,1205 | 1,1130 |

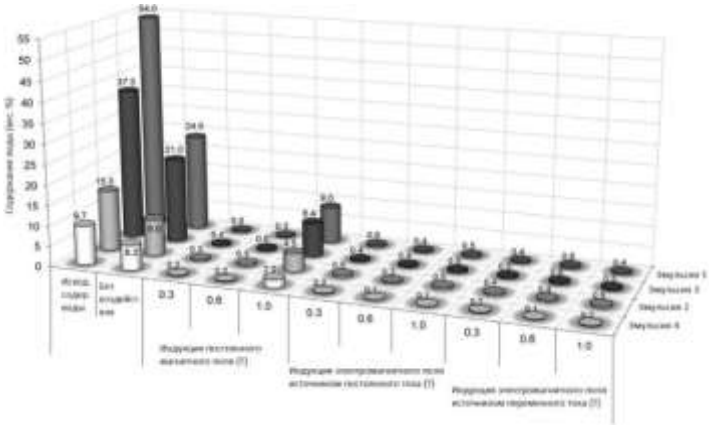


***Рис. 1. Влияние индукции электромагнитного поля на содержание воды в масляной фазе, отделенной от эмульсии «вода-в-масле» [1]***

Из рис.1 видно, что электромагнитное воздействие с индукцией 0,6 Тл в динамическом режиме обеспечивало отделение воды (до 99 %) от эмульсий «вода-в-масле» различного состава, в том числе обводненного, тогда как без электромагнитного поля, только при центрифугировании, отделение воды составило 56 %. Влияние постоянного и переменного электромагнитного поля было аналогично эффектам от действия постоянного магнитного поля. Важно отметить [1], что существенной разницы между эффективностью постоянного и переменного электромагнитного поля не обнаружено. Также установлено (см., например, [3]), что составы оболочек нефтяных эмульсий весьма разнообразны и включают такие стабилизирующие компоненты, как асфальтены, смолы, парафины, соли нафтеновых кислот и тяжелых металлов, твердые частицы минеральных и углеродистые суспензии с поверхностью,

модифицированной полярными компонентами нефти; порфирины и их оксиды, содержащие тяжелые металлы. Весьма перспективным направлением совершенствования технологии подготовки нефти является внедрение в процесс методов, основанных на полях различной физической природы, например, электромагнитных, магнитных полях, а также применений технологии, включающих магнитную обработку добываемых водогазонефтяных смесей или воды с использованием магнитных наночастиц [3]. Системные эксперименты в [3] показали, что при низких температурах наночастицы снижают вязкость сырой нефти за счет смешивания с масляной фазой, то есть присутствие наночастиц в эмульсии В/М вызывает снижение температуры, что является очень важным экономическим фактором. Установлено, что в случае использования наночастиц с магнитными свойствами воздействие магнитного поля способно реально повысить эффективность деэмульгирования (см. рис. 2).

***Рис. 2. Влияние магнитного поля на эмульсию [3]***

Более того, из [1-3] следует, что в приложениях весьма эффективно для разделения водомасляной эмульсии функционирует устройство, создающее переменное электромагнитное поле во всем внутреннем объеме тела (см. рис.3), в котором интенсивность электромагнитного поля регулируется изменением напряжения питания электромагнитов.

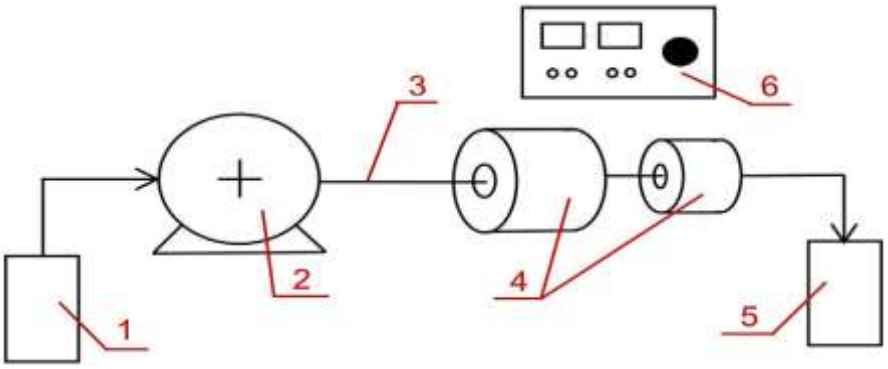



***Рис. 3. Схема проточной лабораторной системы с электромагнитами: 1-контейнер для исходной пробы, 2-перистальтический насос, 3-фторопластовая трубка, 4-электромагниты (соленоиды), 5-контейнер для обрабатываемой пробы, 6-источник постоянного и переменного тока [1]***

В [2] показано, что в ходе исследований образцы эмульсии обрабатывались постоянными магнитными и электромагнитными полями индукцией со значениями 0,3, 0,6 и 1,0 Тл. Действие магнитного поля на образцы оценивали путем сравнения результатов деэмульсации эмульсий, полученных с магнитным воздействием и без него.

**Заключение.** Детальный анализ современных проблем задачи позволяет утверждать, что магнитная обработка образцов водонефтяной эмульсии в динамическом режиме приводит к деэмульгации эмульсий. Компоненты, присутствующие в исследуемых эмульсиях, являющиеся стабилизирующими агентами для резервирования оболочек и способствующие повышению их прочности, больше всего подвергаются воздействию магнитного поля. Это способствует диффузионности в мелкомасштабных процессах переноса массы, нелинейности эффектов в смеси и формированию значительных структурных преобразований в нефтяных системах. Анализ этих эффектов требует применения термодинамического аппарата с учетом оценок влияния внешних полей на гетерогенные среды. А также дальнейшего выяснения эффектов разделения эмульсий в условиях, что магнитная обработка (воздействием постоянных магнитных и электромагнитных полей) образцов исследуемых эмульсий в динамическом режиме (с индукцией 0,3–0,6 Тл в течение 10 мин при температуре 20–60 °С) способна приводить к отделению воды до 99 %, в то время как при центрифугировании происходит отделение воды только до 56 %, при нагревании до 80 °С с последующим центрифугированием - до 67 %.

Литература

1. Зайковский В. В., Харламов С. Н., Муратов В. М. Экспериментальное исследование движения капель воды в водонефтяной эмульсии при разделении в неоднородном электрическом поле //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – №. 10. – С. 22-34.
2. Сафин Д., Плеханов И., Сайфиев И., 2011. Способ разделения водонефтяной эмульсии и устройство для этого. Патент RU 2424844.

3. Юзефчак А., Влазло Р. Ультразвуковые исследования стабильности эмульсий в присутствии магнитных наночастиц // Успехи физики конденсированных сред. – 2015. – Т. 2015.

## РАБОТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В КОЛЛЕКТОРАХ С ВТОРИЧНЫМИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫМИ СВОЙСТВАМИ

**Русских А. С.**
Научный руководитель профессор А. А. Орлов
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

В современных условиях запасы углеводородов, приуроченные к традиционным терригенным коллекторам «порового типа» находятся в стадии истощения. Потребность в добыче остается, поэтому добывающим компаниям приходится привлекать дополнительные ресурсы с продуктивными отложениями углеводородов, в частности, приуроченные к коллекторам с вторичными фильтрационно-емкостными свойствами. Низкая изученность фильтрационных процессов подобных залежей негативно сказывается на эффективности эксплуатации добывающих скважин и конечную отдачу углеводородов, связанную с низкой продуктивностью.

Технологические ограничения работы газовых скважин зависят не только от характеристик промыслового оборудования, но и от условий фильтрации в призабойной зоне, которые в свою очередь зависят от геологического строения, связанного с наличием вторичных пустотных пространств в коллекторах с вторичными фильтрационно-емкостными свойствами.

В отличие от нефтяных залежей, на успешность разработки газовых и газоконденсатных месторождений значительное влияние оказывает выбор оптимального технологического режима работы добывающих скважин, который включает в себя подбор (обоснование) таких параметров как:

1) величина максимально допустимой депрессии на пласт с учетом прочностных характеристик породы;

2) критическое значение скорости газа на забое, ниже которого в нем возникает скопление жидкости, в результате которого происходит «самозадавливание» скважин;

3) максимально допустимая скорость газа на устье газодобывающей скважины;

4) скорость коррозии оборудования.

При оптимизации технологических режимов работы газовых скважин все параметры, напрямую взаимосвязаны друг с другом – расширение границ максимально допустимой депрессии влечет за собой разрушение коллектора в призабойной зоне, увеличение дебита газовой скважины и, как следствие, увеличение устьевых скоростей, что негативно влияет на условия эксплуатации скважин и преждевременном износе промыслового оборудования.

Для решения данной проблемы целесообразно разработать аналитическую модель определения критических значений технологических параметров, при которых добывающий фонд газовых скважин будет работать стабильно, с минимальным выходом, связанным с низкодебитностью скважин, отсутствием дорогостоящего ремонта и отказов оборудования вследствие его коррозионного износа.

На примере месторождений Кандымской группы республики Узбекистан, продуктивные отложения которых представлены карбонатным коллектором авторами была разработана аналитическая модель для обоснования технологических ограничений работы газовых скважин, в основу которой легли известные уравнения из геомеханики и гидродинамики газожидкостных смесей.

Основываясь на полученных результатах работы по оценке прочностных характеристик пород [2], были рассчитаны величины максимально допустимой депрессии, учитывающие прочностные характеристики пород призабойной зоны скважин. Максимально допустимая депрессия на пласт, была рассчитана с учетом соблюдения устойчивости пород в призабойной зоне пласта.

По причине того, что призабойная зона пласта не обладает первоначальными прочностными характеристикам вследствие вскрытия продуктивного разреза бурением скважин, были исключены образцы, обладающие высокими значениями пределов прочности в интервале 70-168 МПа. В ходе расчетов полученная величина допустимой депрессии составила 10 МПа.

Поддержание скорости газа на входе в колонну насосно-компрессорной трубы с превышением минимально допустимого дебита необходимо для выноса твердых частиц и жидких капель критического диаметра и предотвращения самоглушения скважины [4].

Исходя из этого, критическим параметром, характеризующим минимально допустимое условие работы скважины, был выбран вынос жидкости с забоя скважины.

Минимальный дебит газа, при котором происходит вынос жидкости с забоя скважины, рассчитывался по формуле Точигина А. А. [5]. В ходе расчетов было получено значение скорости газа, обеспечивающее вынос жидкости с забоя скважины – 2,5 м/с, минимальный дебит газа составил 65 тыс. $м^3$/сут (значение минимального дебита газа рассчитано при текущем значении забойного давления). Значения скорости газа при минимальном давлении на забое в бескомпрессорный период эксплуатации – 1,7 м/с и минимальном дебите газа – 55 тыс. $м^3$/сут, значение скорости газа на конец разработки составит 1,5 м/с, при минимальном дебите газа – 8 тыс. $м^3$/сут.

В основе известных методик [2], применяемых мировыми газодобывающими компаниями для обоснования выбора ограничения максимальной скорости газа на устье, заложен абразивный износ оборудования, связанный с выносом твердых частиц в газосборную сеть и эрозией стенки трубы.

Однако для Кандымской группы месторождений такой подход не применим по причине того, что продуктивные горизонты сложены карбонатными коллекторами, обладающими I классом абразивности. Вследствие

чего выноса твердых частиц в газосборную сеть не происходит, что подтверждается результатами проведенных газодинамических исследований и отборами проб пластовых флюидов. Таким образом, эрозия промыслового оборудования, связанная с выносом твердых частиц, будет отсутствовать [3].

Для оценки влияния дебитов газа на темп коррозии в ходе регрессионного анализа экспериментальных данных образцов-свидетелей устьевого оборудования скважин месторождений Кандымской группы авторами получена зависимость, представленная на рис. Точками на ней нанесены экспериментальные данные, а кривой – уравнение регрессии.

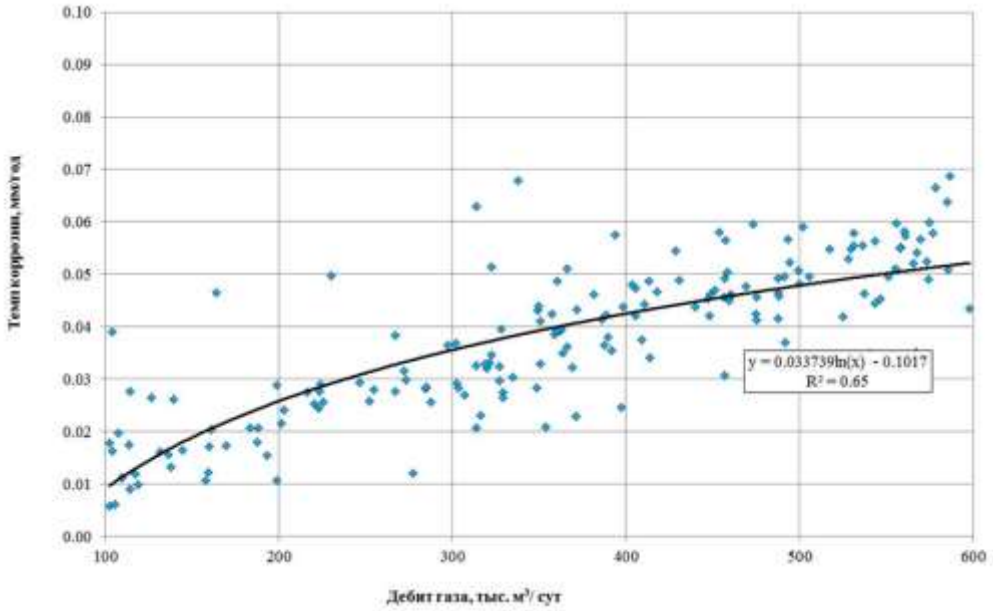



***Рис. Графическое представление зависимости темпа коррозии устьевого оборудования от дебита газа***

Согласно международным стандартам [1] допустимое значение темпа коррозии материалов промыслового оборудования составляет не более 0,1 мм/год.

В ходе расчета получена зависимость скорости коррозии промыслового оборудования от величины скорости газа на устье скважины.

Установлено, что при достижении скорости газа на устье свыше 15 м/с, наблюдается превышение допустимого темпа коррозии (более 0,1 мм/год).

Таким образом, в рамках выполненной работы авторами представлена аналитическая модель расчета важнейших технологических ограничений работы газовых скважин на прогнозный период в коллекторах с вторичными фильтрационно-емкостными свойствами, которая может быть так же использована и для расчета технологических ограничений работы скважин, эксплуатируемых на пластах, представленных терригенными поровыми коллекторами.

Литература

1. Абрамян А.А. Исследование механизма коррозионно-эрозионных разрушений в фонтанном лифте скважин месторождений природных газов Краснодарского края / А. А. Абрамян. – М.: НТО ВНИИЭГазпром, 1973. – 35 с.
2. Тер-Саркисов Р. М. Разработка месторождений природных газов. – 1999.
3. Точигин А.А. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей / А.А. Точигин, Г. Э. Одишария. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1998. – 400 с.
4. Изюмченко Д.В., Мандрик Е.В., Мельников С.А., Плосков А.А., Моисеев В.В., Харитонов А.Н., Памужак С.Г. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо - и пескопроявления // Вести газовой науки № 1 (33), 2018. – №1(33). – С. 235 – 242.
5. API Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems, API RP 14E, 1991, American Petroleum Institute, Fifth edition, Washington D.C. - 1991.

# МОДИФИКАЦИЯ МОДЕЛИ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА CRM ДЛЯ УЧЕТА ЗАВИСИМОСТИ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ОТ ВРЕМЕНИ

**Шевцов Н.О.**
Научный руководитель профессор Степанов С.В
***ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия***
***Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия***

В настоящее время для проектирования разработки месторождений нашли широкое применение трехмерные гидродинамические модели (ГДМ), численно имитирующие многофазную фильтрацию [1]. Создание и актуализация таких 3D моделей требует больших затрат времени, что сильно затрудняет возможность оперативного принятия решений по разработке месторождений, а сами модели имеют колоссальные неопределенности. В этой связи, широкое распространение на практике, например, для оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин, получает аналитическая емкостно-резистивная модель CRM (Capacitance Resistive Model).

Модель CRM представляет собой аналитическое решение уравнения материального баланса. В оригинальной постановке в модели CRM используется допущение о стационарности коэффициента продуктивности добывающей скважины на всем анализируемом отрезке времени [6]. Однако, как известно, в процессе разработки месторождений часто проводятся различные мероприятия по интенсификации притока жидкости, которые приводят к резкому и значительному изменению коэффициента продуктивности скважины и тем самым отражаются на величине дебита. Чтобы нивелировать данную проблему, предложены различные модификации модели CRM [2-7].

В данной работе представлена модификация модели CRM, которая позволяет учесть изменение во времени коэффициента продуктивности непосредственно при решении уравнения материального баланса.

Сущность модели CRM представляет собой функцию дебита как временного ряда:

$$q(t_n) = q(t_0)exp\left(-\frac{t_n-t_0}{\tau}\right) + \sum_{k=1}^{n}\left\{\left[fI^{(k)} - J\tau\frac{\Delta p_{wf}^{(k)}}{\Delta t_k}\right]exp\left(-\frac{t_n-t_k}{\tau}\right)\left(1-exp\left(-\frac{t_k-t_{k-1}}{\tau}\right)\right)\right\}, \quad (1)$$

где индексы показывают принадлежность данной величины к временному шагу, $f$ - коэффициент влияния нагнетательной скважины на добывающую, а величина $\tau$ определяется как $\tau = CV/J$.

Учет зависимости J(t) при решении исходного дифференциального уравнения, использование дискретной формулировки для ступенчатого характера изменения приемистости и линейного характера изменения забойного давления, а также с учетом суперпозиции во времени в рамках модели CRMP приводит к выражению:

$$\mathrm{q_j(t_n) = q_j(t_0)\frac{J_j(t_n)}{J_j(t_0)}\exp\left(-\int_{t_0}^{t_n}\frac{J_j(t)}{CV_j}dt\right) + \frac{J_j(t_n)}{CV_j}\exp\left(-\int_{t_0}^{t_n}\frac{J_j(t)}{CV_j}dt\right) *}$$
$$\mathrm{* \sum_{k=1}^{n}\left\{\left[\sum_{i=1}^{N_{inj}} f_{ij}I_i^{(k)} - CV_j\frac{\Delta p_{wf,j}^{(k)}}{\Delta t_k}\right]\int_{t_{k-1}}^{t_k}\exp\left(\int_{t_0}^{t}\frac{J_j(t)}{CV_j}dt\right)dt\right\}}, \quad (2)$$

где индексы *i* и *j* соответствуют нагнетательным и добывающим скважинам, $f_{ij}$ – коэффициет влияния *i*-ой нагнетательной скважины на *j*-ую добывающую.

Определенные интегралы в уравнении можно вычислять численно, причем точность решения, очевидно, будет зависеть от степени дискретизации аппроксимаций интегрируемых функций на каждом расчетном шаге.

Оценка взаимовлияния скважин состоит в идентификации параметров модели, т.е. в решении обратной коэффициентной задачи относительно не только параметров $f_{ij}$, но и параметров $\tau_j = CV_j/J_j$, а возможно и $J_j$. В качестве входных данных для модели выступают значения дебитов жидкости добывающих и приемистостей нагнетательных скважин на каждый момент времени рассматриваемого периода их работы. Адаптация модели на историю разработки проводилось путем минимизации целевой функции ошибки методом Нелдера-Мида.

***Вычислительный эксперимент***

Состоятельность предложенной модификации модели CRM исследовалась с использованием синтетических данных, при этом качество модели оценивалось по величине суммарной невязки:

$$\varepsilon = \sum_{t=1}^{T}\left|\frac{q_t^{fact} - q_t^{adapt}}{q_t^{fact}}\right|. \quad (3)$$

При этом помимо оценки качества модифицированной модели CRM, оценивалось и качество оригинальной модели CRM [6].

В качестве фактических данных использовались результаты расчета работы скважин на синтетической ГДМ однородного изотропного пласта. Расположение скважин соответствует 5-ти точечной схеме, нагнетательные скважины I1 – I4 задавались как работающие с существенно изменяющейся во времени приемистостью, добывающая скважина P1 работает в режиме постоянного забойного давления (рис.1). Резкое изменение коэффициента продуктивности объясняется проведением на скважине ГРП или ОПЗ.

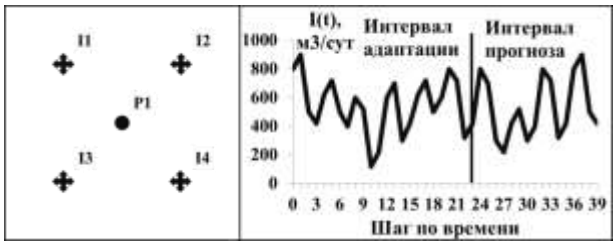



***Рис. 1. Расположение и динамика суммарной приемистости скважин***

Исследования качества решения проводились в формате ретроспективного теста.

На первом этапе тестирования коэффициент продуктивности был задан в виде некоторой функции от времени. Учет данной зависимости в новой постановке модели CRM позволил воспроизвести фактическую динамику дебита жидкости, в то время как базовая постановка ни при каких значениях управляющих параметров не может повторить поведение фактических значений дебита, рис.2.

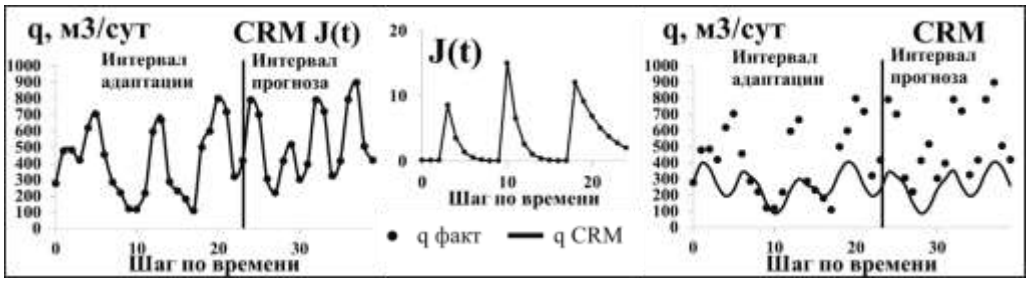



***Рис. 2. Результаты расчетов моделей при нестационарном коэффициенте продуктивности***

На втором этапе был проведен вычислительный эксперимент, в котором функция изменения продуктивности добывающей скважины была задана в аналитической форме (рис.3).

Для простоты вычисления интеграла была принята зависимость в виде параболы. Интеграл вида $\int_{t_{k-1}}^{t_k} e^{\int_{t_0}^{t} \frac{J_j(t)}{CV_j} dt} dt$ вычислялся как сумма интегралов от слагаемых ряда Тейлора, в который была разложена подынтегральная функция.

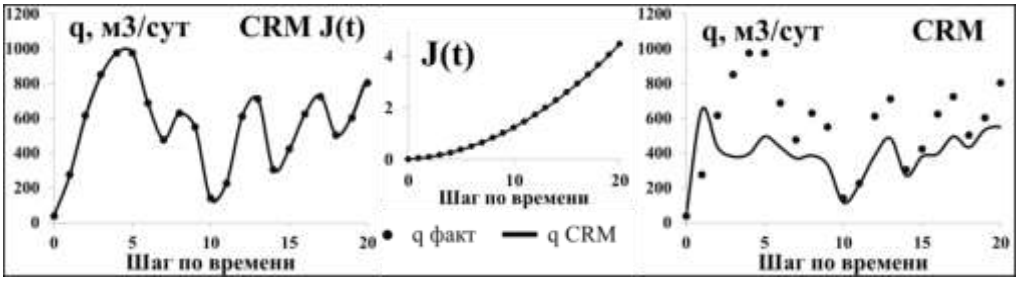



***Рис. 3. Результаты расчетов моделей для случая аналитического задания зависимости коэффициента продуктивности от времени***

Суммарные невязки дебита скважины фактической и адаптируемых моделей для каждого этапа тестирования приведены в табл.

***Таблица***

***Суммарные невязки результатов расчета моделей***

| Этап тестирования модели | Модель | Невязка, д.ед. | |
|---|---|---|---|
| | | Интервал адаптации | Интервал прогноза |
| **1** | CRM | 4.98 | 3.64 |
| | CRM J(t) | 0.01 | 2.00E-03 |
| **2** | CRM | 3.98 | - |
| | CRM J(t) | 0.01 | - |

***Выводы***

Результаты тестирования предложенного решения позволяют говорить о том, что модифицированная модель CRM может быть использована для моделирования разработки нефтяных залежей, на которых применяются методы интенсификации добычи посредством операций на фонде добывающих скважин.

Литература


1. Математическое моделирование пластовых систем [Текст]: Х. Азиз, Э. Сеттари.; Недра 1982. – 408 с.
2. Усовершенствованный аналитический метод разделения добычи и закачки по пластам при их одновременной совместной разработке [Текст] / С. В. Степанов, В. В. Васильев, А. Е. Алтунин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 27–31.
3. Hong, A. Integrating Model Uncertainty in Probabilistic Decline-Curve Analysis for Unconventional-Oil-Production Forecasting [Text] / Aojie Hong, Reidar B. Bratvold, Larry W. Lake, Leopoldo M. Ruiz Maraggi // SPE. – 2019. – V. 22 (03). – P. 861–876.
4. Khatmullin, I. F. Semi-analytical models for calculating well interference: limitations and applications [Text] / I. F. Khatmullin, A. P. Tsanda, A. M. Andrianova, S. A. Budenny, A. S. Margarit, V. A. Lushpeev, M. V. Simonov, D. S. Perets // Oil Industry Journal. – 2018. – V. 12. – P. 38–41.
5. Lesan, A. State-of the-Art Solution of Capacitance Resistance Model by Considering Dynamic Time Constants as a Realistic Assumption [Text] / A. Lesan, S. Ehsan Eshraghi, A. Bahroudi, M. Reza Rasaei, H. Rahami // Journal of Energy Resources Technology. – 2018. – V. 140(1).
6. Sayarpour, M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO2 Floods [Текст]: Dis. Morteza Sayarpour. – Austin, TX, USA: University of Texas, 2013. – 218 c
7. Soroush, M. Interwell connectivity evaluation in cases of changing skin and frequent production interruptions [Text] / Mohammad Soroush, Danial Kaviani, Jerry L. Jensen // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – V. 122. – P. 616–630.

# С Е К Ц И Я 17

# ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО

## ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МАЛЫХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ НА ПРИМЕРЕ ООО «ТААС-ЮРЯХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧА»

**Варламов А.Э. Петров А.Е., Глызина Т.С.**
Научный руководитель профессор И.В. Шарф
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» занимается разработкой Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения расположенного на юго-западе Республики Саха (Якутия). Компания основана в 2000 г., в 2013 г. вошла в состав Роснефти и началась промышленная эксплуатация месторождения со сдачей продукции в трубопровод Восточная Сибирь – Тихий Океан». В 2015 г. компания BP и консорциум индийских компаний Oil India, Indian Oil и Bharat Petroresources приобрели 20 % и 29,9 % уставного капитала общества соответственно [4].

Запасы углеводородов (УВ) непрерывно изменялись на протяжении рассмотренного периода [2], в 2015-2016 гг. наблюдается убыток, в остальные отчетные года присутствует прирост (рис. 1). Факторами изменения количества запасов являются проводимые геологоразведочные работы и переоценка запасов. Можно сделать предположение, что решение о переоценке могло быть принято после присоединения компании к «Роснефти» в 2013 г. Разведочное бурение в отличие от эксплуатационного ведется в небольших масштабах, в объеме 2,0-5,4 тыс. м. в год на протяжении 2015-2020 гг. [3], что составляет в среднем 2% от объемов эксплуатационного бурения. Построенный тренд отображает прогноз увеличения прироста запасов отнесенного на метр поисково-разведочного бурения. По состоянию на начало 2021 г., компания обладает запасами в 1171 млн барр. н. э. жидких УВ и 1061 млн барр. н. э. газа [2].

Проектная годовая добыча жидких УВ установлена на уровне 34 млн барр. н. э. в год. Месторождение находится на первом этапе разработки, добыча активно растет с каждым годом (рис. 2). В 2020 г. было добыто 33 млн барр. н. э.. жидких УВ [2]. Тенденция указывает на достижение проектной годовой добычи в 2021 г. На месторождении добывается природный газ и попутный нефтяной газ (ПНГ) в гораздо меньших объемах, но также с положительной динамикой. Факторами прироста добычи являются увеличение количества конструируемых многозабойных скважин, в том числе по технологии «fishbone» и ввод в 2018 г. объектов второй очереди обустройства месторождения, обеспечивающих проектную годовую подготовку и сдачу нефти [2]. В 2016 г. резко увеличились объемы эксплуатационного бурения до 137 тыс. м. и продолжали расти на протяжении последующих лет, которые в 2020 г. составили 318,8 тыс. м. [3]. Эти факторы также отражены в увеличении прироста добычи, отнесенного к метру эксплуатационного бурения.

***Рис. 1. Динамика прироста запасов и прироста запасов отнесенного на метр поисково-разведочного бурения***

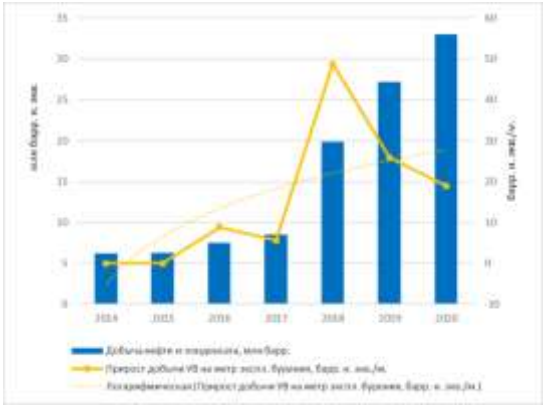


***Рис. 2. Динамика добычи углеводородов и прироста добычи за счет эксплуатационного бурения***

Цена на нефть марки ESPO, которая присваивается продукции добытой на месторождении, сильно изменяется на протяжении рассмотренного периода (рис. 3). Так, в 2015 г. цена снизилась практически в два раза по сравнению с 2014 г. (54,12 и 100,52 $/барр. соответственно). В 2016 г. цены достигли минимума (44,22 $/барр.) за рассматриваемый период. В последующие года спрос и соответственно цена стали увеличиваться, но на фоне множества политических событий цены с 2018 г. стали снижаться. В 2020 г. начавшаяся пандемия коронавируса значительно снизила спрос и цены на УВ, ESPO стоила 49,94 $/барр. Ожидается увеличение цен в 2021, 2022 г. как следствие роста спроса после основных волн пандемии. Добыча на месторождении продолжает расти, колебания цен на нефть определенно оказывает влияние на уровень прибыли компании, но не в значительной степени.

Анализ показал, что выручка росла пропорционально росту добычи (рис. 4), но в 2020 г. падение цены на нефть вызванное в том числе пандемией коронавируса, повлияло на уменьшение выручки несмотря на увеличение добычи. В 2020 г. выручка составила 114,137 млрд руб., чистая прибыль 57,253 млрд руб. [1]. Следует отметить, что в 2016 г. компании региональными властями были предоставлены льготы на пять лет в виде сниженного налога на прибыль 13,5 %, пониженных ставок по налогу на имущество, – 0% на первые 3 года, 0,8 % – на четвертый год, 0,9 % – на пятый год. Было поставлено условие, что объемы добычи нефти должны быть не менее 1 млн т. (6,85 млн барр. н. э.) в год в 2016-2018 гг., в 2019-2020 гг. - не менее 3 млн т. (20,55 млн барр. н. э.) в год [5]. Это также стало стимулом продолжения активной фазы разработки, несмотря на снижение цен на нефть. Таким образом после 2016 г. по настоящее время доля чистой прибыли в выручке выросла. Прогнозируется продолжение роста или стабилизация на высоком уровне выручки и чистой прибыли с учетом продолжения действия льгот и восстановления цен на нефть.

***Рис. 3. Динамика добычи нефти и конденсата и цены на нефть марки ESPO***

***Рис. 4. Динамика расходов, чистой прибыли и цены на нефть марки ESPO***

В целях повышения конкурентоспособности на мировом рынке, компания стремится к снижению затрат. В декабре 2015 г. было принято решение построить станцию, которая будет обеспечивать месторождение собственным электричеством [4]. Строительство газовых электростанций не только позволит вырабатывать собственную электроэнергию, сокращая тем самым затраты на ее приобретение из внешних источников, но и обеспечит эффективную утилизацию добываемого ПНГ. На месторождении установлены десять газотурбинных агрегатов единичной мощностью 5,052 МВт, суммарной установленной мощностью 50,52 МВт. Они, в свою очередь, построены на базе турбин Siemens SGT-A05. Турбины доказали свою надежность в различных климатических условиях по всему миру [2].

Для снижения степени негативного воздействия $CO_2$ – эквивалента на окружающую среду, существует возможность способствования раскрытию природного потенциала по поглощению $CO_2$ лесами. Еще одной технологией, может стать использование подземных хранилищ и выработанных месторождений для проектов по управлению и хранению $CO_2$. С другой стороны, подобные технологии требуют значительных финансовых вложений, что без поддержки партнеров является трудноосуществимой задачей.

По итогам анализа деятельности ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» определено, что компания активно развивается, увеличивает объемы добычи и прибыли. Развитию компании способствовали новые стратегические партнеры и региональные налоговые льготы. Компания имеет большие перспективы дальнейшего развития, в виду наличия больших запасов газа. Проект коммерческой добычи газа вполне возможен, решение о реализации проекта зависит больше от политических аспектов, таких как допуск к газопроводу «Сила Сибири». В части энергоэффективности компания использует ПНГ для выработки электроэнергии. Программы по снижению углеродного следа и производства возобновляемой энергии отсутствуют. В данных климатических условиях целесообразно лишь защищать и восполнять лесной массив для поглощения им выбросов $CO_2$.

Литература

1. Бухгалтерская отчетность ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча». Полный каталог юридических лиц и товарных знаков «РБК Компании». [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://companies.rbc.ru/id/1021400967532-ooo-taas-yuryah-neftegazodobyicha/#finance, свободный.
2. Годовые отчеты ПАО «НК «Роснефть» с 2014 по 2020 гг. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/Investors/statements_and_presentations/annual_reports/, свободный.
3. «Куда течешь, «каменная речка»?». Статья на сайте ЦДУ ТЭК – филиал ФГБУ «РЭА» Минэнерго России от 21.10.2021. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/937/, свободный.
4. Официальный сайт ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://tyngd.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Dobicha_i_razrabotka/Vostochnaja_Sibir/tyngd/, свободный.
5. Республика Саха (Якутия). Законы. О внесении изменений в статьи 1 и 3 Закона Республики Саха (Якутия) «О налоговой политике Республики Саха (Якутия)». [принят Гос. Собранием (Ил Тумэн) Республики Саха (Якутия) 20 декабря 2016 г.]. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/444886771, свободный.

## ПЛАНИРОВАНИЕ И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН

**Богомякова И.В.**
Научный руководитель О.П. Кочеткова
***Томский политехнический техникум, г.Томск, Россия***

Организация работ по ремонтным работам на нефтегазовом промысле относится к плановым мероприятиям на нефтегазовом промысле. Глушение скважин (ГС) относится к капитальному ремонту скважин и контролируется руководителем компании, сдачу работ производят мастеру по добыче или супервайзеру. Руководство нефтегазовой компании заключает договор с компанией КРС и по факту производства работ составляется техническое задание или наряд-задание. Ответственность за производство работ по глушению скважин несет компания КРС. Качество производственного процесса имеет огромное значение для нефтепромысла, так как работы являются небезопасными и технически сложными. Критерии выполнения работ прописаны в регламентах и любое отступление ведет к аварийным ситуациям и жертвам.

Работы по глушению скважин могут выполняться разными методами. Применяя прямой способ эмульсия глушения проходит через насосно компрессорные трубы (НКТ), для способа обратного - в пространство за трубой. Метод ГС производится непрерывно и в соответствии с нормами времени таблица 2. Требования к расходу эмульсии для глушения по регламенту выбираются больше, так как возможность скважин, при регулировании скорости закачки или «штуцированием» задвижек создается противодавление на пласт. Во время закачки эмульсии в нефтегазовую скважину открывается задвижка на фонтанную арматуру (ФА). При контроле закачки необходимо следить за показаниями манометров и целостности нагнетательных линий. Также запрещается находиться в зонах близлежащих к нагнетательным линиям. Производится закачка должна при запланированном объеме задавочной эмульсии. Организация производства глушение скважин в два и более циклов, требует закрытия скважин и остановки на отстой на время указанное в поэтапном плане технического наряд-задания. Основным признаком окончания глушения нефтегазовых скважин является, соответствие плотности эмульсии выдавливаемой из скважины плотности эмульсии глушения, при этом объем прокаченной эмульсии глушения необходимо быть не меньше величины требуемой по техническому наряду. Организация заключительных работ после глушения нефтегазовых скважин включает в себя: 1) правило - разборку промывочной линии следует начинать только после снижения давления в линии нагнетания до атмосферного: 2) правило - задвижка на фонтанной арматуре со стороны скважины должна быть закрыта; 3) правило - после окончания производства работ по глушению скважины задвижки должны быть закрыты, территория вокруг скважины очищена, заглушенная скважина должна находиться в ожидании ремонта не более 36 часов.

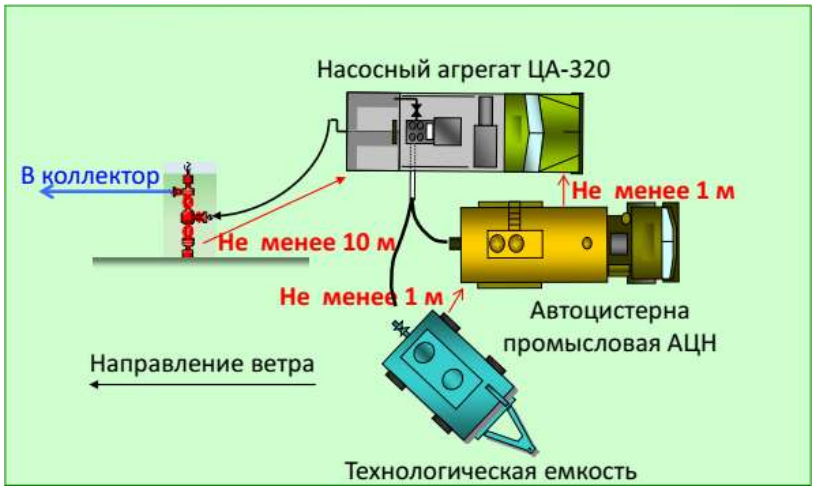



***Рис. 1. Размещение оборудования при глушении скважин***

Подготовительные работы к ремонту нефтегазовых скважин. Конструкция анкера: Анкер представляет собой трубу диаметром не менее 4 мм и толщиной стенки не менее 7 мм. длина от 4 до 6 метров в зависимости от почвы. Анкеры талей подъемных агрегатов должны располагаться по схеме (квадрат) 40х40 м. На расстоянии 100 мм от вертикального конца вырезается крестовина диаметром 26 мм, в которую зацепляется петля из стального каната диаметром не менее 18 мм. Установка анкеров осуществляется с помощью установки АЗА-3[1]. При дроблении якорей запрещается: устанавливать агрегаты под ЛЭП в охранной зоне ЛЭП; наличие людей в радиусе 15 метров от него; Растяжки к анкерам прикрепить с помощью винтовых оттяжек со специальными цепями с устройством для их надежной фиксации или размеченными петлями и закрепить не менее чем четырьмя хомутами, расположенными на расстоянии не менее 300 мм друг от друга. Винтовые раскосы должны иметь контрольные окна или установленные ограничители, исключающие полное выкручивание винтов из гаек. 1.6. На расстоянии 100 мм от вертикального конца вырезается крестовина диаметром 26 мм, в которую зацепляется петля из стального каната диаметром не менее 18 мм.[2]

***Таблица 1***

***Технологическая карта на проведение закачек систем для ПНП***

| Вид обработки | Наименование применяемых реагентов | Потребность в т на 1м вскрытой, работающей мощности пласта, при приемистости ($м^3$/сут.) | | |
|---|---|---|---|---|
| | | Q-200-400 | Q-400-750 | Q-более750 |
| | Глинопорошок | 2 | 4 | 5 |
| | Древесная мука | 0,1 | 0,3 | 0,4 |
| | Лигносульфонат | 0,02 | 0,03 | 0,04 |
| Сшиватель | Общий объем,куб.м | 25 | 37 | 50 |
| | Полиакриламид 8% | 0,975 | 1,325 | 1,875 |
| | Лигносульфонат | 0,075 | 0,115 | 0,15 |
| | Бихромат натрия | 0,075 | 0,115 | 0,15 |
| ВДС | Глинопорошок | 2 | 4 | 5 |
| волоконно- | Древесная мука | 0,1 | 0,3 | 0,4 |
| Сшиватель | Общий объем,куб.м | 25 | 37 | 50 |
| | Полиакриламид | 1 | 1,3 | 1,8 |

Используя эжекционный насос возможно приготовить водную суспензию глинопорошка и лигносульфоната. Одновременно при помощи второго эжекционного насоса приготовить водную суспензию древесной муки. Полученные суспензии распределяют в часть манифольдов, а потом в нефтегазовую скважину. Готовится и закачивается в скважину сшиватель с учетом равно мерного распределения по всему объему КТС. При перерывах в закачке необходимо продавить реагент в пласт в объеме НКТ+10куб.м. Подачу следующих 25 куб.м суспензии производят с концентрацией в 1.5 -2 раза выше необходимой. В последующем закачка реагента проходит с продавкой водой из расчета не менее 5 куб.м на 1м эффективной толщины пласта. Затраты времени в размере 48 часов. Закачивать в скважину 7куб.м 10% раствора хлористого кальция. Закачивать 1куб.м углеводородной эмульсии в качестве буфера. Приготавливать эмульсию акрилового полимера и углеводородного носителя в количестве 1 м.куб. и закачивать в скважину. Осуществить закачку 1куб.м углеводородной эмульсии в качестве буфера. Осуществить продавку в объеме =объем НКТ+2 куб.м технической воды. Время реакции-48часов. Затраты времени на глушение скважин определяется по регламенту на работы по капитальному ремонту скважин (таблица 2).

***Таблица 2***

***Затраты времени на организацию работ по глушению скважин***

| №/№ п./п. | Наименование работ | Един. измер. | Кол-во | Норм. время, мин. | Кол-во | Норм. время, мин. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | Разрядка скважины. | мин. | по фактически затраченному времени согласно акта | | | |
| 2 | Централизованный перевоз оборудования бригады | км | | 75 | | 75 |
| 3 | Глушение скважины (прямая и обратная) | м3. | 30 | 230 | 30 | 230 |
| 4 | Осаждение раствора | раз. | 1 | 67 | 1 | 67 |
| 5 | Планировка территории куста. | мин. | | 24 | | 24 |
| 6 | Установка экранирующих колпаков. | шт. | 2 | 12 | 2 | 12 |
| 7 | Расстановка оборудования на кусту согласно схемы. | шт. | 10 | 52 | 10 | 52 |
| 8 | Сборка линии долива. | раб. | 1 | 13 | 1 | 13 |
| 9 | Отпаривание фонтанной арматуры | опер. | 1 | 32 | 1 | 32 |
| 10 | Монтаж рабочей площадки | опер. | 1 | 55 | 1 | 55 |
| 11 | Монтаж подъемника: Азинмаш-37 | агр. | 1 | 64 | 1 | 64 |

Литература

1. https://www.geolib.net/tkrs/glushenie-skvazhin.html
2. http://snkoil.com/press-tsentr/polezno-pochitat/metodika_rascheta_glushenija_skvazhiny

## ИНВЕСТИРОВАНИЕ. ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ИНВЕСТИЦИОННЫЕ СЧЕТА (ИИС)

**Гвоздев М.В.**
Научный руководитель преподаватель И.А. Попилова
***Томский политехнический техникум, г.Томск, Россия***

Инвестирование – это приобретение активов с целью получения дохода в будущем. Характеристики активов: доходность, риск, ликвидность, срок инвестирования. Чем выше доходность, тем выше риск. Инвестор должен учитывать, что выгодное вложение средств – это долгосрочное инвестирование; выбрать инвестиционную стратегию, исходя из своих потребностей и целей. Осуществление этого процесса происходит через вложение материальных ресурсов.

Инвестиции — инструмент, позволяющий получить прибыль посредством пассивного участия в том или ином проекте. Это один из распространенных способов получения прибыли. Что можем подразумевать, когда речь заходит об инвестициях:

– стандартные финансовые инструменты:

– имущество;

– интеллектуальные ценности;

– ресурсы.

Инвестиции подразделяются на прямые (когда инвестор вкладывает инвестиции без участия посредника в конкретный объект) и косвенные (когда инвестирует средства через посредников, брокеров).

В России инвестиционный рынок развивающийся. Не возможность вкладывать средства возникает по многим причинам: нестабильность экономики, опыт старшего поколения, отсутствие знаний финансовой грамотности.

Чтобы помочь "сделать первый шаг", в 2015 году Правительство РФ предложило открывать специальный инвестиционный индивидуальный счет (ИИС), где главным плюсом стала возможность налогового вычета. Если инвестируете через ИИС на определенных условиях и получаете льготное налогообложение. Этот счет открывается в брокерской или управляющей компании с минимальным периодом действия 3 года, максимальной ставкой вносимых средств 1 млн. рублей в год. Если вывести деньги раньше, то инвестор потеряет право на налоговый вычет. А если он уже получил льготу, то придётся вернуть государству полученную сумму. Кроме того, налоговая служба начислит инвестору пени за несвоевременную уплату налога. Индивидуальный инвестиционный счет — инструмент, позволяющий получить налоговый вычет и обеспечить себе большую прибыль. Воспользоваться им могут только российские граждане. Открыть ИИС может любой совершеннолетний. Для этого необходимо платить налоги в России, а также находиться на территории страны не менее 183 дней в году (для подтверждения статуса налогового резиденства в России).

Владельцы ИИС могут воспользоваться снижением налоговой нагрузки (воспользовавшись правом на налоговый вычет), выбрав один из двух типов вычетов: вычет типа А или вычет типа Б.

Вычет типа А: возврат уплаченного НДФЛ (налог на доходы физических лиц).

Вычет типа А могут применить только те, кто платит НДФЛ, например, человек, который работает по трудовому договору. Этот тип вычета подойдет начинающим инвесторам. Он дает гарантированный доход до 52 000 рублей в год и не зависит от успешных инвестиций.

Вычет типа Б: нет НДФЛ.

Если оформить вычет типа Б, то уплачивать НДФЛ за операции с ценными бумагами нет необходимости – инвестор получит на руки ту сумму, которую заработал на брокерском счету. У налогового вычета тип Б нет ограничений по сумме льгот: НДФЛ платить не придется с любой суммы прибыли. А ещё вычет могут оформить даже те, кто не платил НДФЛ. Этот тип подойдет, кто зарабатывает на инвестициях более 400 000 рублей в год – например, вносит ежегодно на ИИС максимальные суммы (1 млн. рублей) и собирается инвестировать более 3 лет. Так же его выбирают те, кто не платит НДФЛ.

Было предложено открыть индивидуальный инвестиционный счет, чтобы на личном опыте понять механизм работы данного инструмента в инвестировании. Инвестиции напрямую зависят от риска вашего портфеля (набора ценных бумаг). Крайне малым, риск может быть при покупке облигаций федерального займа (далее ОФЗ). Они покрывают инфляцию, но вы так же получаете налоговый вычет, что преумножает финансовое благосостояние. При этом риски минимальны. Если купить ОФЗ на бирже, то это является прямым займом государству. Единственным вариантом, при котором облигация не будет погашена (оплачена по её стоимости) – это дефолт государства. Данные ценные бумаги обладают высокой мобильностью и не обязательно ждать, пока ОФЗ будет погашена, вы всегда можете её продать во время торгов на бирже и получить прибыль от разницы в цене (купить дешевле, продать дороже). Из наиболее доходных и с ближайшим сроком погашения выделяются ОФЗ 26209 и ОФЗ 26220.

На первом этапе была выбрана пассивная стратегия, т.к. ОФЗ почти безрисковый инструмент сохранения финансов, но и доход по нему не слишком велик.

Более агрессивный и рискованный, но прибыльный инструмент – это инвестирование в акции. Он позволяет преумножить финансы, а так же накопить дивиденды (выплаты по акциям) на обеспеченную старость.

Так например, если купил акции российских компаний 24 февраля (Сбербанк, Магнит и др.) и продал на открытие рынка 24 марта, заработав на акциях 8% прибыли от первоначальных вложений.

Выбор кредитной организации. Основываясь на нескольких критериях, можно легко следующий выбор. Основной из них — более удобно сотрудничать с тем банком, в котором у инвестора имеется действующий банковский счет или карта (кредитная или дебетовая). Для совершения операций по брокерскому счету его необходимо периодически пополнять. Наиболее удобный и быстрый способ заключается в использовании карты:

деньги поступают с минимальной комиссией. Соответствующие услуги оказываются следующими банками: ПАО Сбербанк, ООО Компания БКС, АО Тинькофф, ПАО ВТБ, ПАО Газпромбанк, АО Альфа-Банк, АО Райффайзенбанк и др. [1] По статистике на 29.12.2021 года на сайте Bankiros.ru выведен рейтинг банков РФ по простоте открытия ИИС:

1 место АО «Тинкофф Банк» – открытых счетов 3 516 634;

2 место ПАО «Банк ВТБ» – открытых счетов 1 083 666

3 место ООО «Компания БКС» – открытых счетов 605 558

В результате данного исследования можно сделать следующий вывод. Перед тем как открывать ИИС, необходимо иметь финансовы накопления, тем более не стоит брать кредит, чтобы начать инвестировать.

Литература

1. ИИС в вопросах и ответах. https://journal.tinkoff.ru/iis-faq/ (дата обращения 29.12.2021г.)
2. ИИС: как инвестировать и получать гарантированный доход. https://school.vtb.ru/materials/articles/iis-kak-investirovat-i-poluchat-garantirovannyy-dokhod/ (дата обращения 29.12.2021г.)
3. Индивидуальные инвестиционные счета: плюсы и минусы. Официальный сайт банка России cbr.ru (дата обращения 29.12.2021 г.)

## СЕБЕСТОИМОСТЬ ДОБЫЧИ НЕФТИ

**Голубева Д.В., Колдунова Т.Н.**
Научный руководитель преподаватель О.П. Кочеткова
***Томский политехнический техникум, г.Томск, Россия***

Модифицирование себестоимости спустя внедрения обусловливается в связи через предлагаемого организационное-техническое событие либо вариации новых технологий (техники) и их влияния на отдельные заметки затрат. Себестоимость добычи нефти перед введения события обусловливается в базе фактических информаций нефтегазодобывающих управлений в базовом периоде. [3] Расходы для энергии по добыче нефти при механизированном методе эксплуатации обусловим по формуле:

**ΔЗэ = ΔQ · Сэу** *=1070· 73,5 =78 645руб.*,

где **ΔЗэ**–затраты на энергию по добыче нефти, в рублях. С эу – удельные за затраты на одну т. полезного ископаемого «За затраты на энергию по добыче нефти»,

**С эу = 73,5**

**руб. /тонну**. Расходы по сбору и эксплуатации нефти находиться по формуле:

**ΔЗсб.тр = ΔQ · Ссб.тр.у** = *1070· 61,2 = 65 484*руб.,

где **ΔЗсб.тр** – изменение расходов по сбору и эксплуатации нефти, в р.; Ссб. тр.у – удельные затраты на одну т. н. «Статья затрат по сбору и добыче нефти». **Ссб.тр.у = 61,2 руб./тонну.** Затраты по технологичной подготовке нефти определяется по формуле:

**ΔЗтп = ΔQ · Стпу** *=1070 · 36,1 = 38 627руб.*,

где **ΔЗтп** – изменение трат по технологической подготовке нефти в рублях;

С тех.п.н. Удельные затраты на 1ну тонну нефти «Статья затрат на технологическую подготовку нефти».

**С тех.п.н. = 36,1 р./т**. Для того, чтобы обнаружить модифицирование расходов на содержание и перевоз оборудования, составим смету затрат на проведение обрабатывания скважины, а для сочетания сметы приведём работу на проведение закачки в скважину композиции на основе водянистого стекла, который представлен в табл. 1.

***Таблица 1***

***Расходы на содержание и перевоз оборудования***

| Наименование различных работ | Время, ч. |
|---|---|
| КРС | (капитальный ремонт скважин) |
| Передислокация на скважину | 1,74 |
| Само излив скважины для разрядки | 8,00 |
| Погодные -заключительные работы<br>Закачка композиции<br>Сбор и опрессовка арматуры<br>Заключительные(конечные) работы | 2,85<br>9,15<br>1,29<br>2,57 |
| Итого на КРС<br>Обслуживание скважины | 25,6<br>103 |
| Демонтаж подъемника | 2,59 |

Расходы на заработную плату рабочих определим по формуле:

Ззп =АЛ.СУММ(Нт · Траб · n),

где Ззп – зазатраты на заработную плату рабочих. Нт – тарифная ставка работающего, для бурильщика VI разряда - 58 р./ч., помощника бурильщика V разряда - 49 р./ч., для машиниста подъемника VI разряда - 55 р./ч., для машиниста IV разряда - 40 р./ч. Т раб – время работы; n – количество работающих. Ззп=58*25,6*3+49*25,6+49*103+40*103+55*2,6*3+49*2,6=15 432,2 рублей

Оплаты на соц. нужды найдем по формуле: З стр = З за · 0,361 = 15 432,2· 0,361 = 5 571,0242 рублей, где Зстр – оплаты на соц-ные нужды, р.. 0,361 – норма отчислений. n

$$З_{мат} = \sum_{i=1}^{n} З_{мат.i}$$

где З мат – затраты на материалы, в р.; З мат.i –расходы на i-ый материал, р.; n – количество материалов, шт. Змат = 89,3*6+89,3*3+591*8+2630*6 = 26139 руб.

Расходы на прокат подъемника определим по формуле:

З тех = Ч тех · К тех *N = 130 · 230,9*5 = 150 085 руб.

где З тех – затраты на прокатку техники, р.; Ч тех – норма времени необходимая для подъемника, ч; Ктех – стоимость 1-го ч.а проката подъемника, в р./ч; N - кол-во буровых скважин.

$$З_а = (С*На*Траб)/(100*365*24)$$

Затраты на амортизацию оборудования определим по формуле: где За – затраты на амортизацию оборудования, руб.; С – баланс стоимости оборудования, руб..; На –норма за год (амортизации),

$$За = ((582415*14,5*131)*3)/(100*365*24) = 3\ 673 \text{ рублей}$$

***Таблица 2***

***Перечень затрат на проведение обработки скважины композицией***

| Затраты | Сумма |
|---|---|
| Затраты на заработную плату рабочих в рублях. | 15 432,2 |
| Отчисления на соц-ые нужды в рублях. | 5 571,0242 |
| Затраты на материалы в рублях. | 26139 |
| Затраты на прокат подъемника в рублях. | 150 085 |
| Затраты на амортизацию оборудования и техники в рублях. | 3673 |
| Цеховые затраты в рублях. | 13092 |
| Итого: | 213 992,0242 |

Прочие производственные расходы определим по формуле: в ΔЗпр = ΔQ · Спр.у = *1070 · 83,88 = 89 751,6* рублей. где ΔЗпр – изменение прочих производственных расходов, руб.; Спр.у – удельные затраты на 1-ну тонну нефти «Другие производственные затраты» (статья), Спр.у = 83,88 р./т.

***Таблица 3***

***Калькуляция себестоимости добычи нефти до и после проведения обработки***

| Статьи затрат | До внедрения, тысяч р. | После внедрения, тысяч р. | Измение затрат. Тысяч р. |
|---|---|---|---|
| Затраты на энергию по извлечению нефти | 78599 | 78645 | +46 |
| Затраты по сбору и транспорту нефти | 65415 | 65484 | +69 |
| Затраты по технологической подготовке нефти | 38583 | 38627 | +44 |
| Прочие производственные затраты | 89659 | 89751.6 | +92.6 |
| Основная заработная плата рабочих нефтегазового промысла | 88000 | 88000 | - |
| Отчисления на социальные нужды | 5571.0242 | 5571.0242 | - |
| Амортизация скважин (ГМР) | 22362 | 22362 | - |
| Цеховые затраты | 10092 | 13092 | - |
| Общепроизводственные затраты | 96210 | 96210 | - |
| Итого | 497491.0242 | 497772.6242 | +281.6 |
| Добыча нефти, тонн | 906000 | 907064 | +1064 |
| Себестоимость добычи одной тонны нефти, руб./т | 933.53 | 932.1 | -1.43 |

Литература

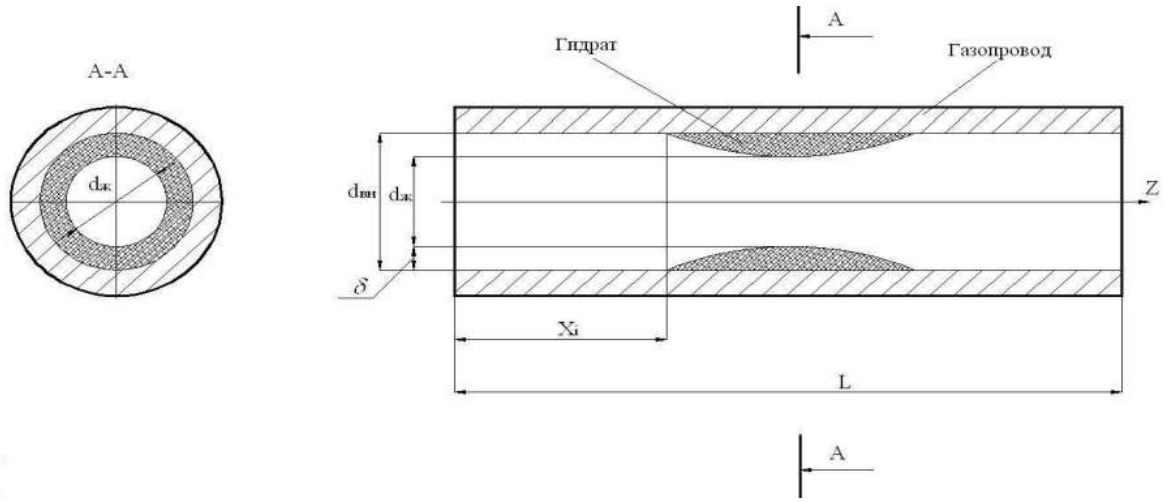

1. Абатуров В.Г Горных пород и пород разрушающий буровой инструмент: учеб. Пособие. Тюмень , 2007. 71 с.
2. Буткин В.Д., Демченко И.И., Буровые машины и инструменты: учеб. Пособие. Красноярск СФУ, 2012. С.15-24 с.
3. Фарукшин А.Н., Ганиев Р.Г. Некоторые проблемы бурения, 1997. С.18-19.
4. Научная электронная библиотека [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.novng.ru/свободный - (14.03.2022)
5. Научная электронная библиотека [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://poisk- ru.ru/s22017t2.html, свободный - (13.03.2022)

# ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АБСОРБЦИОННЫХ СВОЙСТВ МЕТАНОЛА ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ЯМБУРГСКИХ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

**Закись А.А., Глызина Т.С.**
Научный руководитель доцент Глызина Т.С.
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

На нефтегазоконденсатных месторождениях Ямбурга, установлены две основные задачи, а именно поддержание надежной, а также безопасной транспортировки газа до потребителей. Но неоднородность и разрозненность месторождений Ямбурга, очень сильно влияют на эти задачи, снижая надежность и безопасность. Таким образом, для поддержания безопасной и бесперебойной транспортировки требуется оказывать особое внимание такой характеристике газа как его влагосодержание. Рост гидравлического сопротивления, а также частичная или полная закупорка трубопровода, снижение пропускной способности трубопровода, за счет уменьшения поперечного сечения, могут быть вызваны образованием гидратов, которые образуются при транспортировке влажного газа (рис. 1), это в свою очередь может привести к возникновению утечки продукции, аварийным и опасным ситуациям, произойдет неизбежное нарушение работы оборудования и загрязнение окружающей среды, ликвидация последствий подобных аварийных ситуаций потребует значительных финансовых затрат, на ремонт и восстановление части трубопровода.

Температура потока, давление при котором происходит транспортировка и влагосодержание транспортируемого газа являются тремя параметрами достаточными для образования гидратов, важно отметить, что процесс образования начнется только при высоком давлении и низкой температуре, и наличии влаги в газе. Гидраты будут образоваться только при определенных термобарических условиях влага, содержащаяся в транспортируемом газе, будет переходить в гидраты, важным является тот факт, что данный процесс происходит при переходе паров влаги в гидраты, без перехода в жидкую фазу [5].




***$d_{вн}$ – внутренний диаметр газопровода (мм); $d_{ж}$ – диаметр живого сечения (мм); z – направления оси газопровода; $x_i$ – точка начала образования гидрата (м); L– длина рассматриваемого участка(м)***

***Рис. 1. Схема газопровода, на внутренних стенках которого образуется газогидратный слой***

Существует большое количество различных способов решения проблемы с образованием гидратов в трубопроводах, от того при каких условиях и в какой конкретной точки образуются гидраты, будет зависеть какой способ будет выбран. Все методы отличаются друг от друга, но принцип работы у них одинаков, все методы на основе ввода ингибитора, изменяют разницу энергетических запасов молекул воды и транспортируемого газа. На рисунке 2 приведена схема, показывающая методы борьбы с образованием гидратов, которые наиболее распространены.

Ввод некоторого количества ингибитора гидратообразования является одним из наиболее популярных и часто используемых методов борьбы с гидратами, данные методы обладают высокой эффективностью, так как способны с легкостью снизить точку росы, за счет того, что увеличивают упругость паров воды, потока газа, обладающего высоким влагосодержанием. Данные методы основаны на том, что вводимый ингибитор поглощает парообразную влагу из влагонасыщенного потока газа, и образует особый раствор, который не дает влаге переходить в гидраты. Высокая эффективность и простота реализации и эксплуатации данных методов делают их наиболее распространенными.

В качестве ингибиторов могут применяться метиловый спирт (метанол), раствор диэтиленгликоля (ДЭГ), триэтиленгликоля (ТЭГ) и раствор хлорида кальция. Широкое применение для борьбы и ликвидации уже образовавшихся гидратных пробок получил метанол ($CH_3OH$) [1].

По статистике, как показывает практика чаще всего в качестве реагента используется метанол. Чаще всего

выбор именно метилового спирта обосновывается большим числом различных критериев и наиболее распространен на месторождениях Западной Сибири и Северных районах [3].

***Рис. 2. Схема методов предупреждения гидратообразования***

К основным преимуществам использования метанола в качестве ингибитора гидратообразования можно отнести его способность снижать температуру образования гидратов в большей мере, чем другие ингибиторы, также стоит отметить, что из всех ингибиторов, используемых на месторождения, метанол обладает меньшей вязкостью, при использовании метанола вероятность осаждения солей существенно ниже [2].

Из недостатков метанола в качестве ингибитора гидратообразовая стоит выделить его высокую токсичность, а также требуемые высокие эксплуатационные затраты по применению. Метанол является пожароопасным и его использование требует четкого соблюдения техники безопасности и подготовленности персонала к работе с метанолом. Но стоит отметить, что вероятность аварии существует в любом случае и на любом этапе использования метанола для борьбы с гидратами. Результатом может являться разлив метанола, который нанесет серьезный вред окружающей среде или отравление рабочего персонала парами метилового спирта [4,6].

Таким образом использование метанола как ингибитора гидратообразования целесообразно и выгодно с точки зрения экономики, если происходит учет всех термодинамических особенностей внутриаппаратных процессов и технологических трубопроводов, ведь расходы на использование данного ингибитора сравнительно выше аналогичных способов, поэтому требуется использовать потенциал метилового спирта, как способа борьбы с гидратами максимально.

Даже есть учесть огромный опыт использования метанола, на данный момент еще остается нерешенным целый ряд задач, который актуальный на данный момент и могут быть решены при дальнейшем улучшении и усовершенствовании технологии использования абсорбционных свойств метанола как ингибитора гидратообразования на Ямбургских нефтегазоконденсатных месторождениях.

Литература

1. Бухгалтер, Э.Б. Гидраты природных и нефтяных газов: Сб. науч. тр. / Э.Б. Бухгалтер // Сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВИНИТИ, 1984. – Т.;
2. Бухгалтер, Э.Б. Предупреждение и ликвидация гидратообразования при подготовке и транспорте нефтяного и природного газов: Обз. инф. / Э.Б. Бухгалтер // Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИЭНГ, 1982. – Вып. 10 (34). – 41 с.;
3. Бык С.Ш., Макогон Ю.Ф., Фомина В.И. Газовые гидраты. М.: Недра, 1980, 296 с.;
4. Гужов А.И., Титов В.Г., Медведев В.Ф., Васильев В.А. Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов М.: Недра 1978. − С.401
5. Грунвальд, А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. / А.В. Грунвальд // Нефтегазовое дело. Сетевое издание. – 2007. – №2. – С. 1-25.;
6. Истомин, В.А. Особенности предупреждения льдо- и гидратообразования в системах сбора газа на поздней стадии эксплуатации сеноманских залежей месторождения Западной Сибири / В.А. Истомин, В.Г. Квон, А.А. Тройникова, П.А. Нефедов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья – М.: ООО «АКАДЕМНАУКА», 2016. – № 2. – С. 25-30.;

## ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП

**Квитко А. М.**
Научный руководитель О.П. Кочеткова
***Томский политехнический техникум, г.Томск, Россия***

Наиболее эффективными видами ГТМ являются повторные ГРП и оптимизации, на долю которых приходится 95 % дополнительной добычи нефти. До ГРП дебит скважины составил 23 м^3, с обводненностью 60 %, что составляет 7,7 тонн нефти, в год со скважины мы получали 2824,078 тонн нефти. Характеристика добычи: основная часть добычи (70,6 %) с АС10, отобрано: 20 % от НИЗ пласта, 36 % от вовлеченных НИЗ пласта, кратность ОИЗ по пласту 22 лет, по вовлеченным ОИЗ – 10 лет. Для выравнивания степени выработки запасов по пластам требуется дальнейшее повышение степени разбуренности, формирование системы ППД, применение новых систем разработки, в том числе ГС с МСГРП. Зоны выноса и глубоководного шельфа характеризуются снижением ФЕС и уменьшением толщин, реализация утвержденных проектных решений (бурение наклоно-направленных скважин с ГРП по рядной системе 500м) не позволяет достичь проектного КИН. Неразбуренные зоны характеризуются боле низкими ФЕС, толщинами, меньшей продуктивностью. Применение новых технологий (ГС с МГРП) позволит повысит КИН краевых частей залежи (в сравнении с ННС с ГРП), тем самым увеличить нефтеотдачу на месторождении в целом и рентабельность разработки краевых частей. Район характеризуется: - высокими темпами падения добычи нефти, сильным падением приёмистости, низкой эффективностью системы ППД, пласт АС10 развит не повсеместно (конус выноса). Значительные толщины и низкие коллекторские свойства приводят к необходимости рассматривать район данных кустов отдельно от общей системы разработки. Рентабельная разработка возможна путём увеличения отборов жидкости за счёт применения горизонтальных скважин с МГРП. [2]

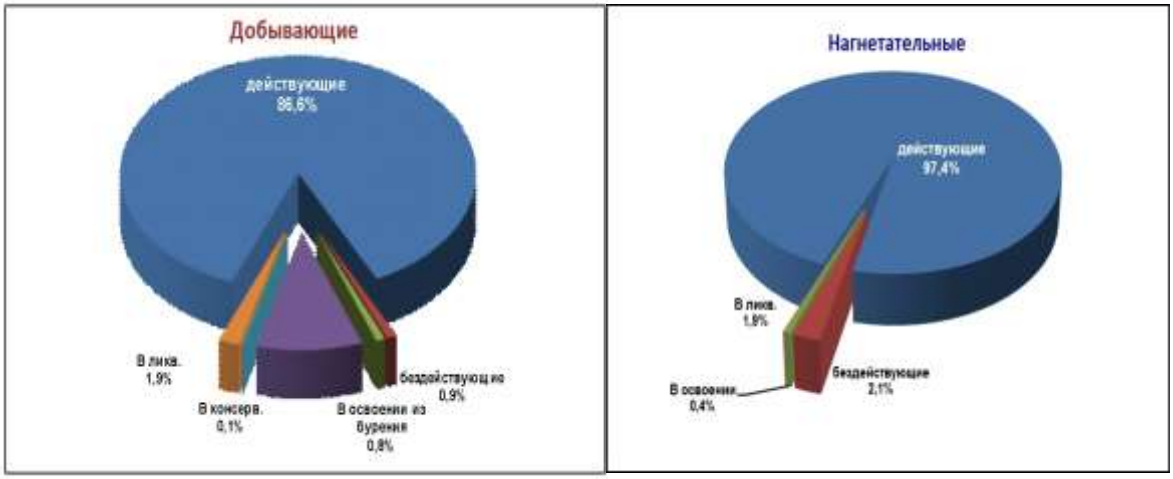



***Рис. 1. Действующий фонд скважин***

Цена реализации нефти (NetBack), без НДС составляет 8579 руб. за тонну нефти. Итого не учитывая расходы и налоги, прибыль за год, до ГРП выходит 24.22776516 млн. руб. Необходимо учесть переменные затраты на добычу нефти, они составляют 0,558 тыс. руб. за тонну. Также учитываются налоги. НДПИ, налог на добавленную стоимость, выходит, что за год работы данной скважины полученная прибыль составляет 4,682782 млн.руб.

Теперь мы просчитаем прибыль, которую компания получит после проведения ГРП, в течении года работы данной скважины.

В данной работе, очень важно учитывать стоимость пропанта, и необходимое количества, так как с ростом трещины количество пропанта заметно растет, а прибыль изменяется не значительно, и в следствии наступает такая грань, при которой ГРП теряет свою рентабельность, наша цель выяснить эту грань, она и будет наилучшим вариантом трещины. Как показано на гистограмме, наилучший вариант трещины будет вариант номер 5, для него и буду представлены расчет. [1]

| Проектные решения | Ед. изм. | Проект | Факт | Отклонение | | Статус выполнения | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | ед. | % | | |
| Бурение новых скважин | ед. | 585 | 679 | 94 | 16.1 | Выполнено | |
| Бурение ГС с МГРП | ед. | 0 | 4 | 4 | 100.0 | Выполнено с опережением | |
| Повторные ГРП на переходящем фонде | скв.-опер. | 120 | 203 | 83 | 69.2 | Выполнено | |
| Физико-химические методы ОПЗ | скв.-опер. | 8 | 2 | -6 | -75.0 | Выполнено с отклонением | Состояния ПЗС удовлетворительные. Не требуется |
| Потокоотклоняющие технологии, ВПП | скв.-опер. | 133 | 174 | 41 | 30.8 | Выполнено | |
| РИР | скв.-опер. | 4 | 2 | -2 | -50 | Выполнено с отклонением | Хорошее техническое состояние скважин |
| Оптимизация режимов работы скважин | скв.-опер. | 83 | 102 | 19.0 | 22.9 | Выполнено | |
| 3D сейсмо-разведочные работы | км² | 180 | 150 | -30 | -16.7 | Выполнено с отклонением | Достаточная площадь для полного покрытия ЮПТ |
| Бурение разведочных скважин | ед. | 4 | 2 | -2 | -50 | Выполнено с отклонением | Задачи решены опережающим эксплуатационным бурением |
| Опережающее бурение в зоны категории запасов С2 | ед. | 2 | 10 | 8 | 400 | Выполнено | |
| Проведение расширенного комплекса ГИС | скв. | 7 | 10 | 3 | 42.9 | Выполнено | |

***Рис. 2. Проектные решения по разработке нефтегазового месторождения***

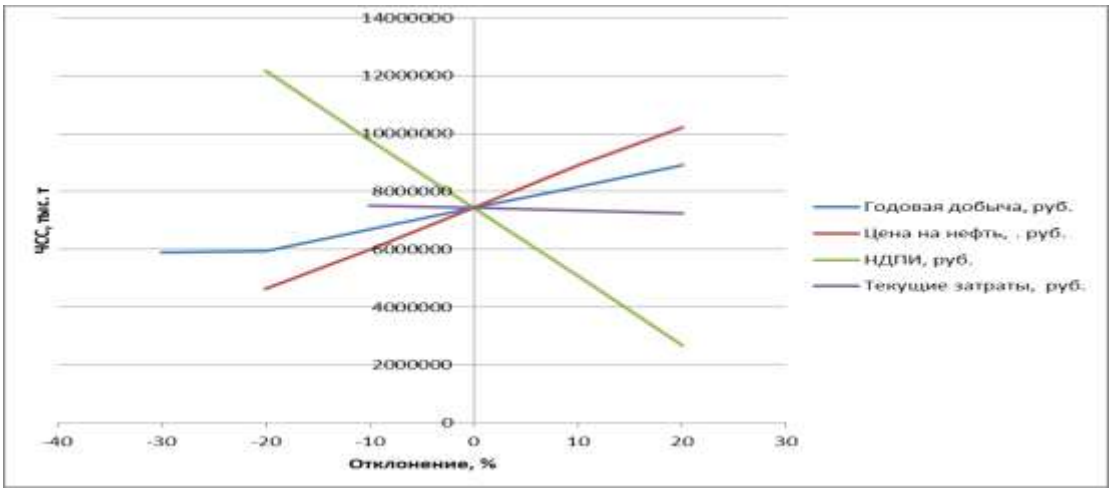



***Рис. 3. Анализ чувствительности рекомендуемого варианта***

Как было оговорено ранее, необходим пропант с наибольшей проницаемостью, мной был выбран пропант HSP 12/18, если рассмотреть проппанты оппоненты, это проппант EconoProp 20/40 и проппант Prop 16/30, то такой прибыли не отмечалось, даже если учитывается более низкая стоимость проппанта.

Литература

1. https://neftegaz.ru/tech-library/tekhnologii/141812-gidravlicheskiy-razryv-plasta-grp/
2. https://oilcapital.ru/article/general/19-02-2021/gidrorazryv-plasta-i-okruzhayuschaya-sreda-mify-i-realnost

# ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

**Петров А.Е., Глызина Т.С.**

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

Соляно-кислотная обработка (СКО) заключается в закачке водного раствора соляной кислоты в призабойную зону скважины (ПЗС) и предназначена для увеличения или восстановления ее проницаемости. Возможность применения данного вида воздействия на пласт определяется геолого-техническими условиями на месторождении, но конечное решение о целесообразности проведения СКО принимается из экономического обоснования. Экономическое обоснование СКО представляет собой сопоставление затрат мероприятия и возможного объема дополнительно добытой скважинной продукции.

СКО широко применяется отечественными добывающими предприятиями, так на Петропавловском месторождении спроектирована обработка нефтедобывающей скважины с закачкой в ПЗС 12 % кислотного раствора объемом 8,4 м$^3$. Дебит скважины 1,5 тонн/сут., глубина 1227 м., мощность обрабатываемого интервала 6 м. Петропавловское нефтяное месторождение находится в Республике Башкортостан и относится к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [1]. Оценка показала, что затраты на проведение данной операции составляют 312 тыс. руб. из которых 53,2 % приходится на материальные затраты, 29,5 % на технику, 13,8 % на прочие расходы и 3,5 % на оплату труда. Следует отметить возможность снижения затрат на технику при успешном тиражировании кислотных методов воздействия на месторождении. В таблице 1 приведены все статьи расходов связанные с выполнением операции. Расчет затрат на технику велся с учетом нормы амортизации 12,5 % и отнесением годовой амортизации на среднее количество годовых операций с задействованием данных агрегатов (18 операций в год).

***Таблица 1***

***Затраты на проведение мероприятия***

| Статьи затрат | Единица измерения | Цена за единицу, руб. | Количество | Сумма, руб. |
|---|---|---|---|---|
| Материальные затраты | | | | |
| Соляная кислота (28%) | м$^3$ | 10000 | 4,35 | 43500 |
| Хлористый барий | кг | 892,80 | 14,62 | 13052,74 |
| Уксусная кислота (80%) | м$^3$ | 120000 | 0,315 | 37800 |
| Ингибитор коррозии «Пральт-11 марка А-2» | м$^3$ | 150000 | 0,0168 | 2520 |
| Изопропиловый спирт | м$^3$ | 200000 | 0,084 | 16800 |
| Техническая вода | м$^3$ | 1000 | 3,63 | 3630 |
| Продавочная жидкость | м$^3$ | 10000 | 4,89 | 48900 |
| Затраты на оплату труда и отчисления во внебюджетные фонды | | | | |
| Инженер-технолог | смена | 3510 | 1 | 3510 |
| Оператор по химической обработке скважин 5 разряда | смена | 3510 | 1 | 3510 |
| Водитель | смена | 3900 | 1 | 3900 |
| Техника | | | | |
| Агрегат кислотной обработки скважин «СИН-32» на шасси КАМАЗ 43118 | шт. | 8091745 | 1/144 | 56192,68 |
| Автоцистерна «АЦН-10» на шасси КАМАЗ 43118 | шт. | 5209500 | 1/144 | 36177,08 |
| Прочее | | | | |
| Накладные расходы | | | | 43118,80 |
| Итого | | | | 312611,30 |

Технология СКО определяется для каждого месторождения отдельно. Так, накопленный на месторождении опыт проведения кислотного воздействия позволяет подобрать свою оптимальную методику обработки и сделать прогноз об ожидаемом технологическом эффекте. Для данной скважины Петропавловского месторождения после обработки ожидается дебит 3,18 тонн/сут. Ожидаемый эффект составляет 575,66 тонн дополнительно добытой нефти.

Данная оценка основана на внутренних наблюдениях и также учитывает потери нефти в результате простоя скважины [1].

Нефть, добытая на Петропавловском месторождении, после переработки получает сорт Urals. Анализ показал, что на уровень выручки и чистой прибыли влияет цена на данный сорт нефти и курс доллара. Нефть Urals торгуется с дисконтом в несколько долларов относительно сорта Brent, так в феврале текущего года Urals в среднем стоил 92,2 долл./барр. против 97,13 долл./барр. за Brent [3]. Курс доллара в аналогичном периоде в среднем составил 77,2 руб./долл. [2]. Выручка при условии реализации нефти в феврале текущего года составила 29,82 млн руб., чистая прибыль 14,66 млн руб. В таблице 2 представлен расчет экономического эффекта от спроектированной СКО.

***Таблица 2***

***Экономическая эффективность мероприятия***

| | |
|---|---|
| Цена на нефть марки Urals, долл./барр. | 92,2 |
| Курс доллара, руб./долл. | 77,2 |
| Дополнительная добыча нефти, тонн | 575,66 |
| Цена на нефть марки Urals, руб./тонна | 51797,74 |
| Ставка НДПИ, руб./тонна | 19415,71 |
| Выручка, млн руб. | 29,82 |
| Затраты на мероприятие, млн руб. | 0,31 |
| НДПИ, млн руб. | 11,18 |
| Валовая прибыль, млн руб. | 18,33 |
| Налог на прибыль, млн руб. | 3,67 |
| Чистая прибыль, млн руб. | 14,66 |

Таким образом, анализ показал, что проведение СКО на Петропавловском месторождении экономически обосновано. Существует возможность снижения затрат на технику при успешном тиражировании операций по кислотному воздействию на данном месторождении. Прогноз уровня дополнительной добычи нефти основывается на накопленном опыте СКО на месторождении. Текущие цены на нефть сорта и курс доллара Urals позволяют получить высокий уровень чистой прибыли.

Литература

1. Обоснование работ по кислотной обработке карбонатных пластов Петропавловского месторождения [Текст] / М.Я.Х.Г. Касем, Т.Б. Очередько, Т.В. Арутюнов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 189-207.
2. Финансовый портал «Kursvaliut.ru» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.kursvaliut.ru/.
3. Финансовый портал «Statista» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.statista.com/.

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

**Пискунов С.А., Масаренко А.Ю.**

Научный руководитель доцент М.Р. Цибульникова

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

В настоящее время большинство месторождений находятся на поздних стадиях разработки, что актуализирует необходимость выбора и применение комбинаций различных методов воздействия на пласт, способствующих интенсификации притока и обеспечению заданного коэффициента нефтеотдачи. В настоящее время большинство месторождений находятся на поздних стадиях разработки, что актуализирует необходимость выбора и применение комбинаций различных методов воздействия на пласт, способствующих интенсификации притока и обеспечению заданного коэффициента нефтеотдачи. Наиболее успешным мероприятием является метод гидравлического разрыва пласта (ГРП) [1]. Названный метод имеет множество различных способов реализации, постоянно происходит его совершенствование с применением различных технологических подходов. Одним из таких подходов является технология многостадийного ГРП, получившее название «Mongoose». Данная технология прошла апробацию на Южно-Приобском месторождении [2].

Месторождение разрабатывается с 1999 года. Располагается в пойменной части Оби, на западе от г. Нефтюганск, ХМАО. Продуктивные горизонты имеют низкие фильтрационно-емкостные свойства. Средняя пористость пластов составляет 18,2 %. Проницаемость основных продуктивность пластов находится в пределах от 2,4 мД до 8,6 мД. Продуктивные пласты имеют сложное литологическое строение, они представлены песчано-глинистыми породами с наличием непроницаемых глинистых пропластков. Используются специальные технологии

непрерывной регистрации давления и температуры для контроля за работой скважин [2]. Около 50 % всех геолого-технических мероприятий на месторождении приходится на ГРП (рис. 1).

***Рис. 1. Эффект геолого-технический мероприятий (ГТМ)***

При значительном падение добычи начинается применение ГРП, который проводится как отдельная операция, так и в совокупности с зарезкой боковых стволов (ЗБС) и на горизонтальных скважинах (ГС), что позволяет увеличить эффект и сэкономить средства [3].

Одним из инновационных, экспериментально апробированных методов, на Южно-Приобском месторождении, является многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП) с использованием системы «Mangoose». Метод заключается в проведении последовательного ГРП в горизонтальной скважине через затрубное пространство с предварительной гидропескоструйной перфорацией через насосно-компрессорные трубы (НКТ) с использованием специализированных муфт. Применение специальных муфт системы «Mongoose» является ключевым технологическим элементом технологии. В компоновку входит ГНКТ (на ней производится спуск), центратор для стабилизации компоновки и переводник для гидропескоструйной перфорации. Также в компоновку входят различные клапаны, пакер и система датчиков (рис. 2) [4].

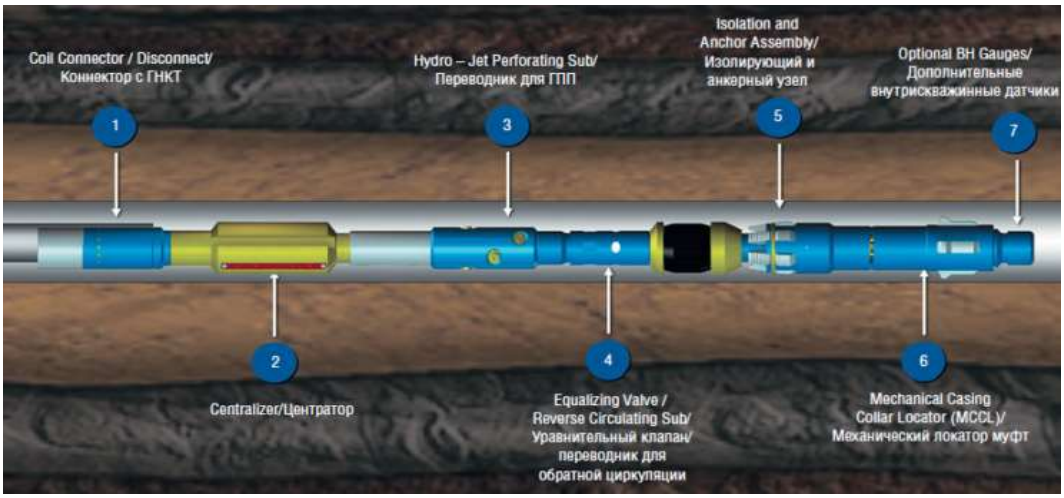



***Рис. 2. Система для МГРП «Mongoose»[4]***

Данная компоновка позволяет проводить МГРП без ограничения количества стадий, за счет возможности постоянно наращивать длину ствола. Суть процесса заключается в том, что на начальной стадии выполняется спуск компоновки «Mongoose» на ГНКТ в интервале первой муфты и последующая проверка постановки в правильную зону. Далее производится установка пакера, который используется на протяжении всей операции. Основной источник нагрузки на пакер служит вес колонны. Клинья раздвигаются и закрепляют пакер в муфте. При увеличении давления происходит удержание пакера за счет клиньев в муфте. Происходит закачки жидкости разрыва по гибким трубам «колтюбинг» по затрубному пространству [4].

Данный метод обладает рядом таких преимуществ как [5]:

отсутствие затрат времени на разбуривание шаров после проведения МГРП;

потенциальная неограниченность данного мероприятия;

необходимость меньшего давления для проведения разрыва пласта;

значительное сокращение времени проведения мероприятия [5].

При проведении МГРП на горизонтальных скважинах выделенного месторождения апробировано применение безшаровой технологии, основанной на использовании специализированных муфт, которая показала

высокую эффективность в сравнении с обычным ГРП. Сравнение начальных дебитов нефти стандартного МГРП и «Mongoose» на примере одной из экспериментальных скважин показало, что во втором случае, что суточный дебит больше на 21 т/сут. (рис. 3).

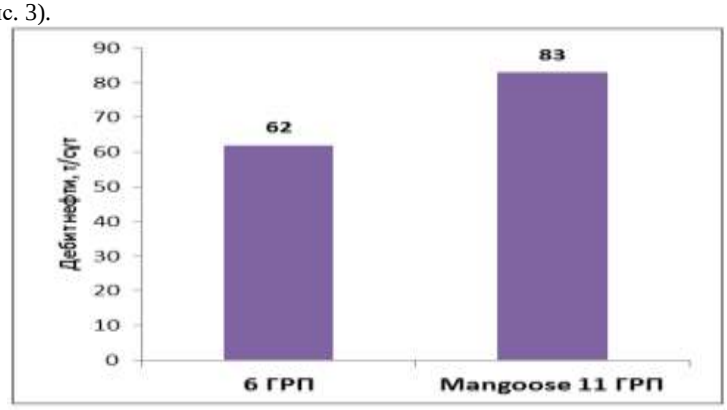



***Рис. 3. Сравнение начальных дебитов нефти стандартного МГРП и "Mongoose" на Южно-Приобском месторождении***

Полученные результаты подтверждают эффективность применения технологии «Mongoose». Снижение времени на проведение операции ведет к снижению затрат и повышению рентабельности. Технологические затраты отличаются не значительно, но экономическая эффективность достигается за счет прироста дебита. Высокая величина данного показателя и наличие широкого применения ГРП в разных странах говорит о рентабельности и высокой технологической эффективности. ГРП в совокупности с другими ГТМ позволяют значительно увеличить эффект от данного мероприятия и получить максимальную выгоду [6].

На основе полученных результатов можно сделать выводы, что метод МГРП «Mongoose» является перспективным в нефтегазовой промышленности России, так как позволяют сэкономить время и повысить эффективность нефтедобычи, но у данной технологии имеются незначительные недостатки, как необходимость высокой квалификации персонала, урегулирование законодательных ограничений, возможные технические сложности при реализации технологии. Все перечисленные недостатки могут быть нивелированы при дальнейшей наработке опыта при внедрении данной технологии в широкомасштабное производство.

Литература

1. Пожарницкая О.В., Шарф И.В., Цибульникова М.Р. и др. Современные тенденции развития нефтегазового комплекса. Монография/Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 166 с.
2. Протокол заседания ГКЗ РФ от 16.05.1997 г. № 427. Рассмотрение материалов подсчета запасов нефти и растворенного газа ЮЛТ Приобского месторождения выполненных ОАО —Юганефтьl и Амоко Евразия Петролеум Компании.
3. Саетгалиев Э. Р., Симонов А. А., Исмагилов Р. Р., Паршуков С. Е. Анализ применения многостадийного ГРП на Южно-Приобском месторождении // Стратегия развития сферы науки и образования в современном глобализирующемся мире: сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции 12 октября 2021г.: Белгород: ООО Агентство перспективных научных исследований (АПНИ), 2021. С. 48-52. URL: https://apni.ru/article/2966-analiz-primeneniya-mnogostadijnogo-grp (дата обращения: 22.03.2022)
4. Технология применения систем «MONGOOSE» и «MULTISTAGE UNLIMITED», Позволяющая выполнить многостадийное ГРП без ограничения количества стадий // Инженерная практика., - 2013. -№6, 172 с.
5. А.В. Байрамов, Ф.В. Беляев, В.С. Миронов; А.В. Огородов. Инновационный метод заканчивания интелектуальных скважин с возможностью повторного проведения ГРП (Mongoose Multistage Unlimited) // Технологии. – 2016. - №1(55) – С. 24-30.
6. Michael Economides. Unified Fracturing Design. Bridging the gap between theory and practice– M.: Orsa Press, – Texas, 2002 г. 316 с.

# ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ РАЗРАБОТКИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

**Серебрянников А.А.**
Научный руководитель профессор Зятиков П.Н.
***Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия***

С учетом падающих уровней добычи на месторождениях Томской области, недропользователям постепенно приходится начинать разработку сложных объектов, одним из таких являются палеозойские коллекторы, значительное число которых открыто в нашем регионе. Арчинское и Советское нефтегазоконденсатные месторождения отличаются наибольшими доказанными запасами нефти (> 15 млн т), но есть и большое число месторождений с запасами до и более 1 млн т. [1]

Разработка палеозойских залежей сопровождается целым рядом трудностей и осложнений из-за большей глубины залегания пластов данного типа, по сравнению с меловыми и юрскими. К тому же палеозойские коллекторы обычно сложены трещиноватыми карбонатными породами, в следствии чего увеличивается вероятность поглощений буровых растворов при бурении скважин, аварий погружного оборудования, а процесс добычи осложняется неконтролируемыми прорывами газа и пластовой воды [2]. В данной работе рассматривается возможность применения технологии зарезки боковых стволов вместо дорогостоящего эксплуатационного бурения новых скважин на глубокозалегающие пласты палеозоя с целью повышения экономической рентабельности разработки объекта $М_1$ месторождения Томской области.

Пласт-коллектор $М_1$ относится к группе сложных для разработки объектов, приурочен к верхней зоне палеозойских отложений, которые контактируют с тюменской свитой, точнее с ее песчано-глинистыми отложениями. Подстилается пласт толщей карбонатно-глинисто-эффузивных пород. Пласт $М_1$ делится на залежи углеводородов блочного типа, изолированных и не сообщающихся друг с другом.

Разработка объекта $М_1$ характеризуется высокой аварийностью эксплуатационного фонда скважин. Основные причины бездействия скважин – высокая коррозийность оборудования, падение изоляции ЭЦН до нуля, срывы подачи ЭЦН и т.п. На рис.1 представлено распределение неработающего фонда скважин объекта $М_1$ по дебитам нефти и жидкости, обводненности на дату остановки. Погружное оборудование попросту не выдерживает негативного влияния от воздействия высокого газового фактора, парафинов, коррозии. Зарезка боковых стволов (ЗБС) в сложившихся условиях разработки объекта $М_1$ является перспективным и с экономической точки зрения и с технологической.

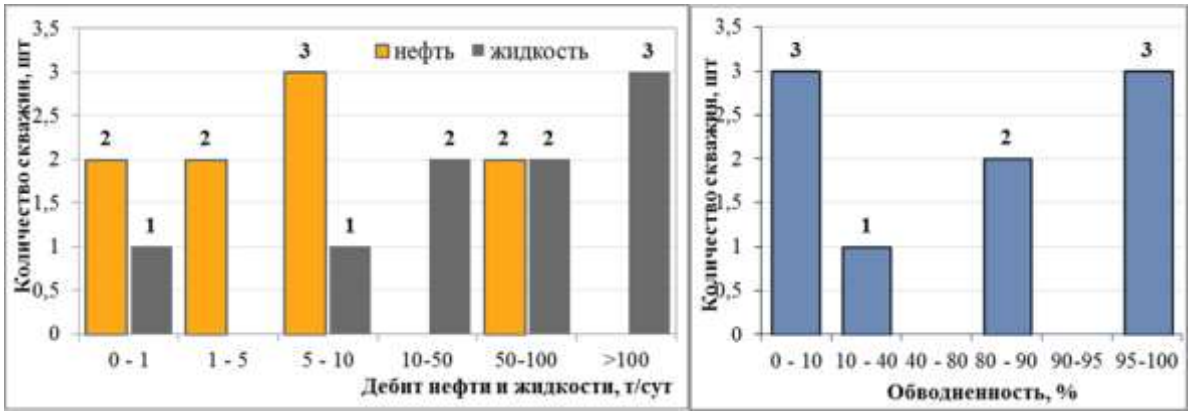



***Рис.1. Распределение неработающего фонда скважин нефтяного объекта $М_1$***

Накопленная история добычи нефтяного объекта $М_1$ имеет положительную характеристику проводимых зарезок боковых стволов. В 2010 г. пробурена ЗБС со скважины № 501Р, дебит нефти составил 126 т/сут, обводненность - 26 %. Эффективность бурения ЗБС № 501Р составила 25 тыс. т. В 2016 год пробурена ЗБС со скважины № 35, дебит нефти составил 61 т/сут, обводненность - 3 %, эффективность составила 12 тыс. т нефти. В 2017 году выполнена операция ЗБС в скважине № 502Р. Показатели составили 36 т/сут по нефти, обводненность - 78 %, эффективность составила 4 тыс. т, что ниже среднего значения, из-за выбытия скважины по обводненности. С учетом имеющейся информации, считается достаточно перспективным отказ от дорогостоящего эксплуатационного бурения взамен менее затратных зарезок боковых стволов с имеющегося неэксплуатируемого фонда скважин.

Проектирование бурения ЗБС выполнено с учетом критериев отбора скважин-кандидатов для выполнения операций ЗБС, что представлены в работе [3]. Привлечение пробуренного фонда скважин, который не используется по различным причинам, позволяет значительно сократить расходы на бурение, так как суммарная проводка ЗБС значительно ниже проводки новой скважины, которые бурятся с нуля от устья. На основе карт остаточных нефтенасыщенных толщин и плотности остаточных запасов углеводородов выбиралось проектное расположение целей ЗБС. Высокая зависимость экономической и технологической эффективности ЗБС отмечается от расположения скважин-кандидатов, с которых возможно осуществить операцию, необходимо иметь пробуренный фонд на палеозой или вышележащие юрские и меловые пласты.

Расчеты на гидродинамической модели объекта $M_1$ подтверждают эффективность бурения ЗБС для увеличения экономической рентабельности разработки объекта $M_1$. Бурение десяти боковых стволов позволит дополнительно добыть 348 тыс.т нефти, удельная эффективность составит 35 тыс.т нефти на одну операцию. На рис.2 представлены прогнозные показатели разработки по расчетным ЗБС.

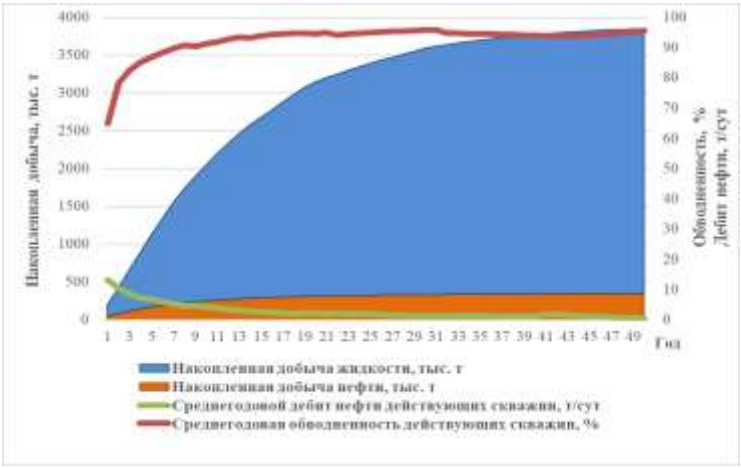



***Рис. 2. Накопленные показатели разработки по расчетным ЗБС***

Для подтверждения экономической рентабельности бурения ЗБС на объект $M_1$ выполнена технико-экономическая оценка предложенного варианта разработки. На рис.3 представлено поскважинное распределение расчетных затрат и чистой приведенной текущей стоимости (NPV).

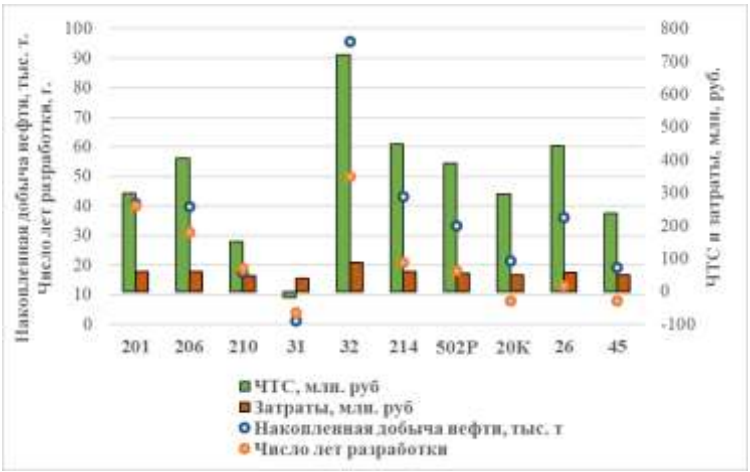



***Рис. 3. Результаты технико-экономической оценки проекта***

В соответствии с расчетами, наибольшей экономической рентабельностью отличаются ЗБС со скважин №№ 32, 214, 26 и 206 с полученной накопленной добычей нефти, соответственно, 96 тыс. т, 43 тыс. т, 36 тыс. т и 40 тыс. т. Отрицательный NPV получился только на ЗБС со скважины № 31 из-за низких стартовых показателей после ЗБС и быстрого выбытия в бездействие. На общую рентабельность проекта отрицательный NPV по ЗБС № 31 не повлиял. Суммарная чистая текущая стоимость проекта, согласно расчетам, составила 3 372 млн. руб. Удельная экономическая эффективность на одну зарезку бокового ствола составила 337,2 млн. руб. Индекс доходности проекта составил 8,6 руб/руб. Экономическая эффективность, в целом, прямо пропорциональна накопленным показателям по добыче нефти, но при равенстве оных большую эффективность имеет зарезка, отработавшая свои запасы за менее продолжительный срок разработки. Таким образом, зарезки боковых стволов с неэксплуатируемого фонда скважин палеозойских или вышележащих юрских объектов значительно повышают экономическую рентабельность разработки рассмотренного типа коллекторов.

Литература

1. Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В. Геологическое изучение и нефтегазоность палеозойских отложений Западной Сибири. / А. В. Ступакова, А. В. Соколов, Е. В. Соболева // Георесурсы. – 2015. – Т. 61. № 2. – С. 63-76.
2. Запивалов Н.П. Палеозойская нефть Западной Сибири – большие перспективы / Н. П. Запивалов // Институт геологии нефти и газа СО РАН. – Новосибирск – 2009. – С. 30-39.
3. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: уч. пособ. / В. М. Шенбергер, Г. П. Зозуля, М. Г. Гейхман, И. С. Матиешин. - Тюмень: Изд-во «ЦентрЛитНефтеГаз», 2007. - 496 с.

# С Е К Ц И Я 18

# ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО (ДОКЛАДЫ НА АНГЛИЙСКОМ И НЕМЕЦКОМ ЯЗЫКАХ)

## WELL WATER AS DRINKING WATER ASSESSMENT BASED ON PHYSICAL AND CHEMICAL PARAMETERS IN SIDOARJO, INDONESIA

**Adiyaksa I.P.**
Scientific advisor professor Savichev O.G
***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

As the main daily need, drinking water must always be available and of good quality. Consumption of drinking water will affect the condition of human health. This is because the higher concentration of the chemical content will increase the risk to human health (Rachmat, 2019). In Indonesia, many people use well water for drinking purposes. That is why it is necessary to ensure that drinking water from well water sources is safe for consumption. This can be assessed from several parameters, including physical and chemical parameters. This quality assessment is very important to be conducted to guarantee safety for the people who use this well water, especially for drinking purposes.

One of the cities in Indonesia where many people use well water as the drinking water source is Sidoarjo. The city of Sidoarjo is located in the eastern part of the island of Java, Indonesia. Several studies have stated that in Sidoarjo there has been a decline in the quality of well water, especially in Porong and Tanggulangin sub-districts, due to the Lapindo Mud that occurred since May 2006 (Davies, 2006). The decline of well water in this area is due to the Lapindo mud containing a lot of chemical content that exceeds the limit, even the chemical content of heavy metals such as Fe, Cd, and Cu (Dagdag, 2015). In addition, home industries that dispose of their wastes to the ground, the increasing population, and, still, the lack of public awareness is also the factors that caused the decrease of water quality. Thus, the purpose of this paper is to ensure that the well water in the area is suitable for consumption as drinking water with several physical and chemical parameters.

One of the closest areas to the Lapindo mud area is the Tanggulangin sub-district. Lapindo mud is located in the Porong sub-district, which is directly adjacent to the Tanggulangin sub-district. Tanggulangin is to the north of the center of the Lapindo Mud and is lower than Porong, where the Lapindo Mud is located (Matahelumual, 2013). This allows for a decrease in the quality of well water, apart from being caused by human activities.

In January-February 2022, water quality testing was carried out in Tanggulangin sub-district (Kedensari village) by taking 5 samples from 5 wells with an average depth of 6 m. The sampling locations can be seen in Figure 1. Several physical and chemical parameters, including temperature, turbidity, pH, chloride, and sulfate have been tested based on Indonesian national standards. In addition, the taste and smell of water samples were also observed. The test results are compared with the applicable standards in Indonesia, namely the Regulation of the Minister of Health of the Republic of Indonesia No. 492/Menkes/Per/IV/2010 concerning Requirements for Drinking Water Quality.

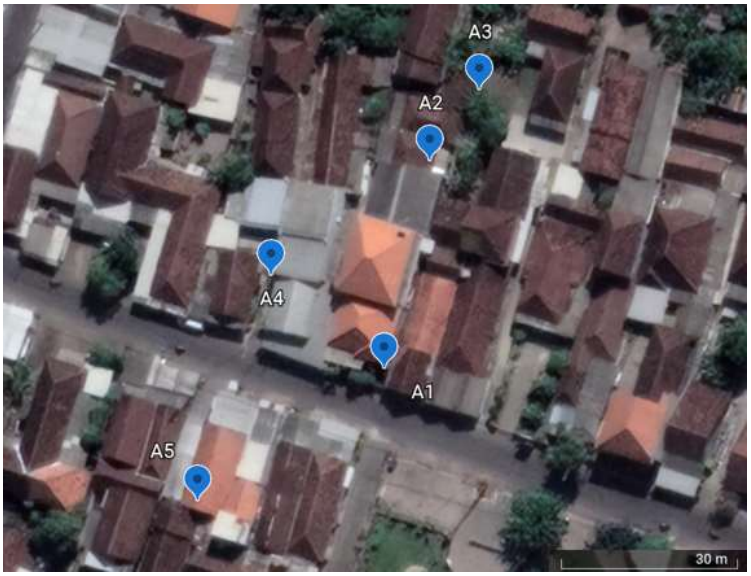



***Fig. Sampling location in Kedensari village, Tanggulangin, Sidoarjo***

The test results based on physical and chemical parameters are shown in Table 1. Based on the physical parameters, the water is safe to use for consumption because the water temperature is not more or less than 3ºC of the ambient temperature, and the turbidity of the water is not more than 5 NTU. Temperature measurement is important because the temperature can affect the occurrence of chemical processes in water which can be an indication of a decrease in water quality (Paul, 2019). It also affects public acceptance if the water has a temperature that is very different from the ambient temperature. Meanwhile, turbidity is an indicator of the presence of pollutants in water, including physical, chemical, and even microbiological pollutants (Khayan, 2017). In addition, based on observations, no smell or taste is arising from the water.

Meanwhile, based on chemical parameters, water is also safe to use for consumption. The pH of the water is still within the standard range, although the A4 sample has a relatively high pH. In addition, the content of chloride and sulfate in water is not more than 250 mg/l. Measurement of pH is the basic measurement to determine water quality. The pH value will have an impact on the health of humans, animals, even everyday household appliances (WHO, 2003). Meanwhile, chloride and sulfate can cause dermatitis, gastritis, and diarrhea (Ngibad, 2019; Hadiarti, 2015). So testing these chemicals is the right thing as part of determining the quality of drinking water.

***Table***

***Water testing results based on physical and chemical parameters***

| **No** | **Parameters** | | **Unit** | **Standard** | **Samples** | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | **A1** | **A2** | **A3** | **A4** | **A5** |
| 1 | Physical | TA | C | Ambient ±3 | 28 | 28,8 | 28,6 | 30 | 29 |
| 2 | | TM | C | | 26,7 | 28,5 | 28,3 | 29,2 | 28,7 |
| 3 | | Turbidity | NTU | 5 | 1,03 | 1,13 | 0,88 | 0,79 | 1,5 |
| 4 | | Smell | | N | N | N | N | N | N |
| 5 | | Taste | | N | N | N | N | N | N |
| 6 | Chemical | pH | | 6,5-8,5 | 7,76 | 7,53 | 6,69 | 8,2 | 7,82 |
| 7 | | Chloride | mg/l | 250 | 62,9 | 56,1 | 57,5 | 62,5 | 42,3 |
| 8 | | Sulfate | mg/l | 250 | 32,6 | 26,26 | 25,22 | 26,56 | 16,97 |

Note: TA – Temperature Ambient, TM – Temperature Measurement

It can be concluded that well water in Kedensari village, Tanggulangin sub-district, Sidoarjo is safe for consumption, based on physical and chemical parameters that have been tested and compared with the regulations of the Ministry of Health of the Republic of Indonesia No. 492/Menkes/Per/IV/2010 concerning Requirements for Drinking Water Quality. However, it is necessary to carry out regular monitoring and testing of other parameters to ensure that the well water used for consumption is safe and healthy for the people in the area.

## References

1. Dagdag, E.E.A. Analysis of heavy metals in sediment of Lapindo mud, Sidoarjo, East Java / E.E.A. Dagdag, Sukoso, A. Rachmansyah, A.S. Leksono // Int.J.ChemTechRes. – 2015. P. 358-363. Vol. 8, No. 11.
2. Davies, R. J. Birth of a mud volcano: East Java, 29 May 2006 // R. J. Davies, R.E. Swarbrick, R.J. Evans и M. Huuse // GSA Today. – 2006. PP. 4. Vol. 17, No. 2.
3. Hadiarti, D. Determination of sulfate content from mineral water of glass packaging in Pontianak / D. Hadiarti // Prosiding SEMIRATA. – 2015. PP. 57-63.
4. Khayan, K. Usate of filter tube to reduce Pb, turbidity, and increase pH of rainwater flowing through zinc rooftop house // Jurnal Kesehatan Masyarakat. – 2017. PP. 41-49. Vol. 13, No. 1.
5. Matahelumual, B. C. Kajian kondisi air tanah di Kecamatan Porong dan Tanggulangin tahun 2011-2013 / B.C. Matahelumual // Jurnal Lingkungan dan Bencana Geologi. – 2013. P. 149-162. Vol. 4, No. 2.
6. Menteri Kesehatan RI / Peraturan Menteri Kesehatan Republik Indonesia No. 492/Menkes/Per/IV/2010 tentang Persyaratan Kualitas Air Minum / Online. 2010.
7. Ngibad, K. Analysis of chloride levels in well and PDAM water in Ngelom, Sidoarjo / K. Ngibad и D. Herawati // J. Kimia dan Pendidikan Kimia. – 2019. P. 1-6. Vol. 4, No. 1.
8. Paul, M.J. A review of water quality responses to air temperature and precipitation changes 1: flow, water temperature, saltwater intrusion // JAWRA J. Am. Water Resour. Assoc. – 2019. P. 824-843. Vol. 55, No.4.
9. Rachmat, B. Accumulation of cyanide, chrome, manganese, iron in a raw water and Babakan Madang district health risk assessment in Bogor regency / B. Rachmat, P. Sidebang и I. Purwandari // Berita Kedokteran Masyarakat – 2019. P. 97-105. Vol. 3, No. 3.
10. WHO. pH in drinking water (Background document for development of WHO Guidelines for drinking water quality / WHO // Online – 2003.

# PROMISING TECHNOLOGY FOR ENHANCED OIL RECOVERY OF OILFIELDS WITH DIFFERENT RESERVOIR PERMEABILITY

**Anert D. S**
Scientific advisor associate professor Manzhai V. N
***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

Oil fields present a complex structure, and field development is quite a complicated task. Today, most of the fields are at the later phases of development, and the recoverable oil is characterized by significant water cut, which is caused both by the reserve recovery and often by the high heterogeneity of the geological section in terms of permeability [5–6,8,10]. Even after the use of primary techniques of enhanced oil recovery, for example, during water flooding, the oil recovery factor rarely exceeds 0.50 and generally falls within the limits of 0.25…0.45. About 55-75% of the total geological reserves remain within the Earth's interior. Such indicators are considered unacceptable; therefore, various techniques of enhanced oil recovery are commonly used in fields, including in particular, physical-chemical methods [1,7,9,12]. One of the most viable methods to enhance oil recovery in fields with different reservoir permeability is the multi-component injection of various agents in the form of low-viscosity water solutions ($\eta_{fluid}$=1–10 mPa·s), that easily runs into already flooded channels under the external injection pressure. As time passes, due to the high reservoir temperature, chemical reactions go there to form new compounds of high viscosity and almost non-flowable consistency (η≥1·103 mPa·s). As a result, layers with high permeability are blocked by pasty system and further water injection leads to displace oil from lower permeable zones [2–4,11].

Oil recovery was simulated in fields with different reservoir permeability during the laboratory experiments using two composites of different composition. Two parallel columns filled with dispersed core material were used as a reservoir model. The previously prepared columns were placed in a laboratory bench to determine the gas permeability, the gas flow rate was fixed, and, the packing density of the core material was corrected, if needed. Then the columns were placed in the SAP-700 laboratory bench, where they were sequentially saturated with water and oil. The initial data of the experiments on oil displacement at the SAP-700 unit is presented in Table 1.

***Table 1***

***Initial data for making experiments on the SAP-700 installation***

| Composition A (8 % urea, 4 % aluminum chloride) | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Column number | Mass, g | | | | | Pore volume, $cm^3$ | Oil volume, $cm^3$ | Permeability, D |
| | empty | full of core | core | with water | with oil | | | |
| 1 | 1190,5 | 1307,0 | 116,5 | 1331,3 | 1331,0 | 24,3 | 18,2 | 0,17 |
| 2 | 1188,2 | 1298,8 | 110,6 | 1326,6 | 1328,6 | 27,8 | 23,1 | 0,62 |
| Composition B (8 % urotropin, 4 % aluminum chloride) | | | | | | | | |
| Column number | Mass, g | | | | | Pore volume, $cm^3$ | Oil volume, $cm^3$ | Permeability, D |
| | empty | full of core | core | with water | with oil | | | |
| 1 | 1159,0 | 1275,3 | 116,3 | 1300,8 | 1301,2 | 25,5 | 18,9 | 0,17 |
| 2 | 1144,2 | 1252,6 | 108,4 | 1280,0 | 1280,2 | 27,4 | 22,7 | 0,59 |

According to laboratory experiments, dependence diagrams on accumulation of displaced oil on time (Fig. 1), as well as the pressure change dependences during the filtration process (Fig. 2) were plotted. Obviously, the presented dependences (Fig. 1) indicate that, up to injecting composites into the unit, oil displacement is observed almost only from the high-permeability column, which significantly reduces the oil recovery factor.

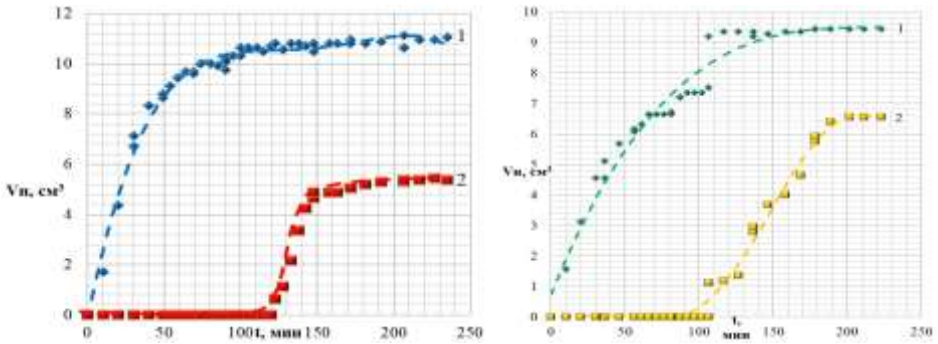



***Fig. 1. Relationships of cumulative oil and water production on time using composition based on: A) urea; B) urotropin: 1 – oil from high-permeable sample; 2 – oil from low-permeable sample***

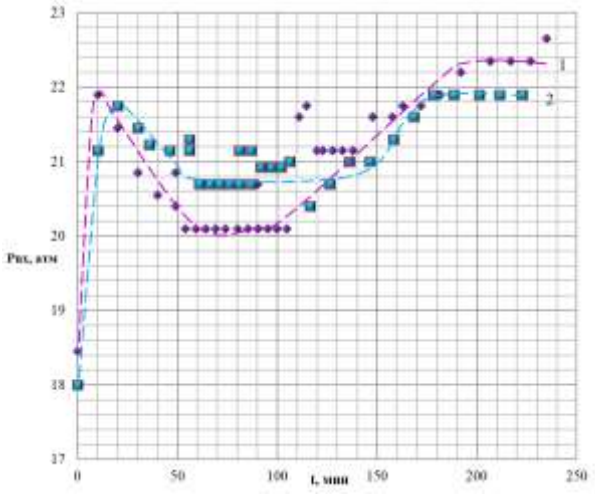



***Fig. 2. Dependence of the change in pressure at the entrance to the system on time in the experiment with: 1 – urea; 2 – urotropin***

In addition to plotting the dependence diagrams shown in Fig. 1, 2, the recovery factor was also estimated before and after the composites were injected. The results are shown in table 2.

***Table 2***

***Recovery factor (RF) before and after using A and B composition***

| Composition A (8 % urea; 4 % aluminum chloride; 88 % water) | | Composition B (8 % urotropin; 4 % aluminum chloride; 88 % water) | |
|---|---|---|---|
| RF | % | RF | % |
| Before using composition | 25,0 | Before using composition | 14,0 |
| After using composition | 40,0 | After using composition | 38,0 |
| Additional | 15,0 | Additional | 24,0 |

As may be inferred from the experimental results (Table 2), the total oil recovery factors for each composition amounted to A=0.40 and B=0.38, respectively, while the values of 0.15 and 0.24 are additional recovery factor values that were obtained through the use of composites. The experimentally obtained results allow for the conclusion that, due to a considerable increase in oil recovery factor, as well as owing to the availability and low cost of the composite components, their use is feasible both from a technological and economic point of view.

## References

1. Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Uvelichenie nefteotdachi plastov kompozitsiyami PAV [Increase in oil recovery of reservoirs by surfactant compositions]. Novosibirsk, Nauka Publ. House, 1995, 198 p.
2. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A. A composition for oil recovery increasing. Patent RF, no. 2066743, 1996.
3. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A. A method for regulating the development of an oil field. Patent RF, no. 2467165, 2012.
4. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A., Manzhay V.N., Nazarov V.I., Bernshtein A.M., Polkovnikov V.V., Tarasov A.G. A method for regulating the development of an oil field with multi – permeable layers. Patent RF, no. 2061856, 1996.
5. Fedorova A.F., Shits E.Yu., Portnyagin A.S. Investigation of the possibility of using polymer solutions as agents for displacement of oil in fields with anomalously low reservoir temperatures. Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business», 2008, no. 1, pp. 12–23. In Rus.
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. SPE-113845. pp. 1125–1142.
7. Milovidov K.N., Kolchanov T.I. World practice of application of methods of increase of oil recovery. Neftegazopromyslovoe delo, 2002, no. 8, pp. 45–49. In Rus.
8. Shandrygin A., Lutfullin A. Current status of enhanced recovery techniques in the fields of Russia. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, USA, 2008, pp. 1929–1946.
9. Shubin A., Shuster M. Chemistry and oil. Alkali – surfactant – polymer flooding – an effective method for increasing oil recovery. Supplement to the journal Siberian Oil, 2014, no. 2/10, pp. 17–25. In Rus.
10. Tabary R., Bazin B. Advances in Chemical Flooding. IFP-OAPEC Joint Seminar. Improved Oil Recovery (IOR) Techniques and Their Role in Boosting the Recovery Factor. France, 2007.
11. Xiaohu Donga, Huiqing Liua, Zhangxin Chena, Keliu Wua, Ning Lua, Qichen Zhanga. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection (review). Journ. Applied Energy, 2019, no. 239, pp. 1190–1211.
12. Zhdanov S.A. Experience in applying methods to increase oil recovery in Russia. Oil industry, 2008, no. 1, pp. 57–61. In Rus.

# RESEARCH ON DIFFERENCE IN THE GROUP AND STRUCTURAL-GROUP COMPOSITION OF VACUUM GAS OIL BEFORE AND AFTER HYDROTREATING

**Arkenova S.B., Gritsenko E.F., Nazarova G.Y.**
Scientific advisor professor Ivashkina E.N.
***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

The growth in consumption of petroleum oil products, as well as the depletion of oil fields, is bringing the era of «light oil» closer to the end. Today heavy oil, which is characterized by a high content of sulfur and asphalt-resin compounds, acts as an alternative resource. As a result, oil refining companies are faced with the task of increasing the depth of oil refining [1]. At the same time, there is a tightening of requirements for the quality of fuels and for its environmental properties, described in the regulations of the Russian Federation «On requirements for the motor gasoline and aviation motor gasoline, diesel and marine fuels, jet engine fuel and black oil fuel» [3]. One of the main oil recycling processes is catalytic cracking, which makes it possible to obtain liquefied petroleum gas, high-quality fuel components (diesel, gasoline) and heavy gas oil. The feedstock for thermal catalytic processing is heavy vacuum gas oil containing heteroatomic compounds (sulfur, oxygen, nitrogen) and some metals. Therefore, in order to improve the performance of motor fuel components, as well as to reduce the formation of coke on catalysts and the content of sulfur oxides in the flue gases of the regenerator, catalytic cracking feedstock is often subjected to preliminary hydrotreatment.

The process of preliminary hydrotreatment of vacuum gas oil is carried out at high temperature and pressure in a hydrogen environment using a bifunctional catalyst. In reactors on a catalyst, hydrogenation of heteroatomic compounds occurs, with the formation of volatile sulfur, nitrogen, oxygen-containing compounds (hydrogen sulfide, ammonia, water), saturation of olefins and aromatic structures.

The quality, in particular, the group composition of feedstock is one of the main factors affecting the quality and yields of target cracking products [3].

A favorable feedstock for catalytic cracking in terms of the yield of target products (gasoline and liquefied petroleum gases) is a feedstock with a predominance of paraffinic and cyclane hydrocarbons. Polycyclic arenas and resins under cracking conditions produce little gasoline and a lot of heavy fractions and coke. Sulfur compounds of the same type of chemical composition of feedstock do not significantly affect the material balance of catalytic cracking, but worsen the quality of the products. However, it should be noted that with an increase in the content of heteroorganic compounds in the feedstock, as a rule, the content of polycyclic hydrocarbons and resins in it also increases.

The aim of this work is research on difference in the group and structural-group composition of vacuum gas oil before and after hydrotreating.

The analysis of the group composition of vacuum gas oil from the hydrotreating unit was carried out using the «Gradient M» chromatograph and the quantitative content of hydrocarbons of various classes was determined, such as saturated (paraffins and naphthenes), aromatic (light, medium and heavy) and resins (benzene and alcohol-benzene) (Table 1).

***Table 1***

***Group composition of vacuum gas oil before and after hydrotreating***

| Group composition, % wt | Feed | | Product | |
|---|---|---|---|---|
| | №1 | №2 | №1 | №2 |
| Saturated hydrocarbons | 54,8 | 57 | 69,7 | 68,7 |
| Light aromatic hydrocarbons | 10,2 | 11,4 | 16,2 | 15,9 |
| Medium aromatic hydrocarbons | 7,5 | 6,8 | 4,9 | 5,2 |
| Heavy aromatic hydrocarbons | 20,2 | 19,1 | 7,4 | 8,1 |
| Benzene resins | 2,3 | 2,3 | 0,6 | 1,8 |
| Alcohol-benzene resins | 4,9 | 2,5 | 1,2 | 0,3 |

Vacuum gas oil before hydrotreatment is characterized by a high content of aromatic compounds (37,3-37,9 % wt) and resins (4,8-7,2 % wt), while the mass fraction of polyaromatic hydrocarbons is 19,1-20,2 % wt. The content of saturated hydrocarbons is 54,8-57 % wt. As a result of hydrotreatment, the group hydrocarbon composition of vacuum gas oil changes towards an increase in the content of saturated hydrocarbons and amounts to 68,7-69,7 % wt, a decrease in the content of aromatic hydrocarbons – 28,5-29,2 % wt and resins – 1,8-2,1 % wt. It should be noted that the saturation of polycyclic aromatic hydrocarbon compounds as a result of hydrotreating (mass fraction decreased to 7,4-8,1 % wt) increases their crackability and conversion. Thus, preliminary hydrotreatment of vacuum gas oil significantly improves the characteristics of the feedstock, which will undoubtedly lead to higher yields of the target products.

For the structural-group analysis of oil fractions with a boiling point above 220 °C, the n-d-M method is used. The number of rings and carbon content in the various structural groups that make up the "average molecule" are calculated using

formulas and nomograms based on the values of specific refraction, density and molecular weight. The results of determining the structural-group composition of vacuum gas oil are shown in Table 2.

***Table 2***

***Results of calculation of the structural-group composition of vacuum gas oil***

| Group composition, wt.% | Feed | | Product | |
|---|---|---|---|---|
| | №1 | №2 | №1 | №2 |
| Content of carbon in aromatic structures | 23,022 | 22,448 | 15,813 | 17,322 |
| Content of carbon in naphthenic structures | 17,569 | 18,247 | 22,877 | 20,907 |
| Content of carbon in paraffinic structures | 59,409 | 59,305 | 61,310 | 61,771 |
| Number of aromatic rings | 0,937 | 0,912 | 0,748 | 0,790 |
| Number of naphthenic rings | 0,983 | 1,008 | 1,540 | 1,372 |
| Total number of rings | 1,92 | 1,92 | 2,288 | 2,162 |

From the obtained results that the number of rings in the vacuum gas oil is 1,92 wt. %, the carbon content in the paraffin and naphthenic structures is 59,305-59,409 wt. % and 17,569-18,247 wt. %, respectively. As a result of hydrotreatment, the composition of vacuum gas oil changes towards an increase in the carbon content in alkane (61,310-61,771 wt. %) and cycloalkane structures (20,907-22,887 wt. %), the proportion of carbon in aromatic structures decreases, which is associated with the reactions of saturation of olefins and benzene rings with hydrogen. The average number of arene rings in the fraction decreases, while the average number of naphthenic rings, on the contrary, increases.

The obtained data will be used in the development of a mathematical model that will allow choosing the optimal process parameters and deepening the vacuum gas oil hydrotreatment.

References

1. Bashkirtseva N.Y. High-viscosity oils and natural oils / N.Y. Bashkirtseva // Bulletin of the Kazan Technological University. – 2014. – V.17. – № 19 – P. 296 – 299.
2. Hydrotreating of fuels: teaching aid / Kazan Technological University (KSTU); comp. N.L. Solodova; comp. N.A. Terentieva – Kazan: KSTU Publishing House, 2008. – 62 p.
3. Joint transformations of vegetable oils with vacuum gas oils under conditions of catalytic cracking / Doronin V.P., Lipin P.V., Potapenko O.V., Zhuravlev Ya.E., Sorokina T.P. // Chemistry for sustainable development. – 2017. – T.25. – №4. – P.385 – 392.
4. Technical regulation "On requirements for the motor gasoline and aviation motor gasoline, diesel and marine fuels, jet engine fuel and black oil fuel" [Electronic resource]: Customs Union of 10/18/20011 №. 826 (as amended on 12.19.2019). – Access from the reference-legal system "Code".

## HIGH-VISCOSITY OIL EXTRACTION USING DOWNHOLE STEAM GENERATOR

**Belousov I.I.**
Scientific advisors professor Erofeev V.I., associate professor Bolsunovskaya L.M.
***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

Nowadays, there is a problem of field development, the operation of which is impossible using the existing methods and equipment. Such fields are called shale or hard-to-recover fields. Traditional oil reserves are lowering, therefore, the need for the development of technologies, allowing to extract the hard-to-recover oil is gradually increasing [1].

The Krasnoyarsk Territory, for instance, has a huge number of oil fields, some of which are related to the general group – Vankor cluster. This cluster consists of 4 fields – Vankorskoe, Suzunskoe, Tagulskoe and Lodochnoe. The geological structure of them is very similar, but the Tagulskoye field in terms of the physical and chemical composition of oil is different.

Viscosity is the most important technological characteristic that determines the mobility of oil in layer conditions, which has a significant impact on the methods of oil production. The question of high-viscosity oil extraction at the Tagulskoe field remains open today: effective methods and technologies have not been determined for the extraction of such oil; solutions for uninterrupted production of hard-to-recover oil have not been implemented. An analytical review of modern scientific and technical literature and an analysis of existing methods for the production of high viscosity oil made it possible to draw a conclusion about the relevance of the problem under consideration [2].

The purpose of this work is to develop equipment that allows to extract high viscosity oil more efficiently, environmentally safely and cost-effectively, as well as to think over the ways of using this equipment in the production process.

The oil of the largest reservoir – the Tagulskoe field, belongs to the category of hard-to-recover reserves. The average value of the dynamic viscosity reaches 202,1 *mPa·s*. It is not possible to produce such oil using standard methods while maintaining the profitability of the field development. Therefore, we consider the possibility of creating a steam generator unit, which principle of operation will be based on heating water with further evaporation (Fig.1).

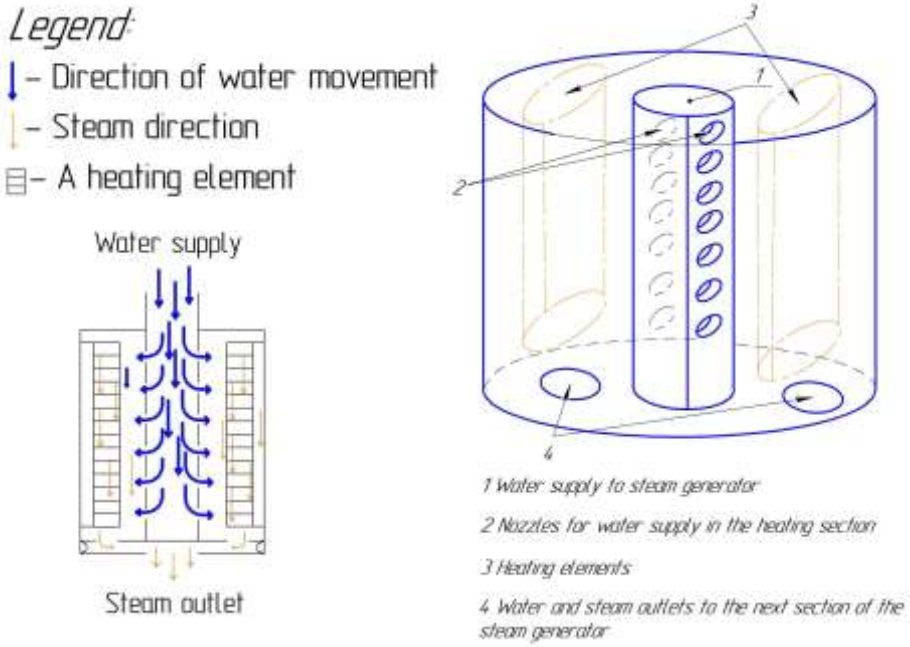



***Fig. Downhole steam generator model***

Under high pressure, steam and water are supplied from the unit to the reservoir for subsequent heating. The technological design of the unit will depend on the required amount of steam for heating the formation.

Water is supplied to the unit by pumping device that deliver water from the water treatment plant. In the same way, water can be extracted from a water well.

The operation of the unit is combined with a high-temperature electric submersible pump or a compressor gas lift. It is possible to use the unit in an injection well to heat water in a reservoir. This unit can be used in steam assisted gravity drainage development of reservoirs with high-viscosity oils.

Advantages of the downhole steam generator unit:

- the possibility to extract oil with high-capacity pumps;
- growth in the oil recovery factor;
- non-use of expensive ground equipment in comparison with other existing methods;
- no heat loss in the wellbore (steam generation occurs at the bottom hole);
- exclusion of rock thawing and casing collapse under the influence of rock pressure.

In laboratory conditions we plan to study the dependence of the viscosity of oil from any field at different temperatures. We will consider the dependence of the viscosity of oil at different temperatures, select a well and determine the flow rate in a horizontal well (using U.P. Borisov's formula) [3]:

$$Q = \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\left( \ln\left(\frac{4R_k}{L}\right) + \frac{h}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2\pi \cdot r_c}\right) \right)},$$

where $Q$ – well flow rate, $m^3$/day, $k$ – reservoir permeability, $m^2$, $h$ – effective reservoir thickness, m., $\mu$ – formation fluid viscosity, Pa·s., $\Delta P$ – differential pressure between the boundary of the supply circuit and the borehole wall, Pa., $R_k$ – circle radius, m., $L$ – horizontal well length, m., $r_c$ – well radius, m.

Well flow rate allows to substantiate the technological efficiency of the introduction of the new equipment.

References

1. Heavy oil [Electronic resource]: film by Sergei Brilev. – 2011. – Access mode: https://vseonefti.ru/neft/tyazhelaya- neft.html
2. Gafarov Sh.A. Improving the development efficiency of fields with abnormally viscous oils in carbonate deposits: abstract. – Ufa, 2006. – 48c.
3. Determination of the flow rate of a horizontal well [Electronic resource]: Neftegaz.ru – 2019. – Access mode: https://magazine.neftegaz.ru/articles/burenie/513139-opredelenie-debita-gorizontalnoy-skvazhiny/

## AN INTEGRATED APPROACH TO THE TREATMENT OF THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE AS A WAY TO INTENSIFY PRODUCTION

**Bychkov D.A.**
Scientific advisor associate professor Bolsunovskaya L.M.
***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

Rational development of oil fields includes the use of various methods of impact on the formation and the bottom-hole zone of the formation, aimed at the most efficient and cost-effective extraction of oil and uninterrupted operation of underground equipment. The bottom-hole zone of the well (CCD) is exposed to the most intense effects of various physical, mechanical, hydrodynamic, chemical, and physico-chemical processes caused by the extraction of liquids and gases from the reservoir or their injection into the deposit during its development. Therefore, in the process of opening the reservoir, during drilling and subsequent work on fixing the well, equipment for its face, etc., it is very important not to worsen, but to preserve the natural permeability of the CCD rocks. One of the reasons for the decrease in the productivity of the well is the decrease in permeability in the bottom-hole part of the formation - the most strongly affected by the processes during drilling and development of the well. The reason for the decrease may be:

1) Drilling: incorrectly calculated operating pressures can cause the penetration of drilling mud or filtrate into the formation. The interaction of the filtrate with reservoir water may cause the formation of salts and their precipitation.

2) Removal of mechanical particles or salt deposits from the depth of the formation into the bottom-hole zone.

3) Contamination of the well may occur during repair work and jamming procedures.

4) The bottom-hole zone of injection wells may be contaminated in case of insufficient purification of the injected water.

All this leads to a decrease in the productivity of the well, and, therefore, it is necessary to carry out measures to restore it. [3]

Figure 1 shows the dynamics of basic oil production and additional oil production after the GTM at the Nizhne-Tabagan field for the period 2008-2018. The figure shows that significant shares of production from GTM in annual selections fall on 2015 (29%), 2017 (30%), 2018 (52%). In 2015, this is the implementation of the COE at well No. 28 and the transitive effect of the performed IDN in 2014 at well No. 29.

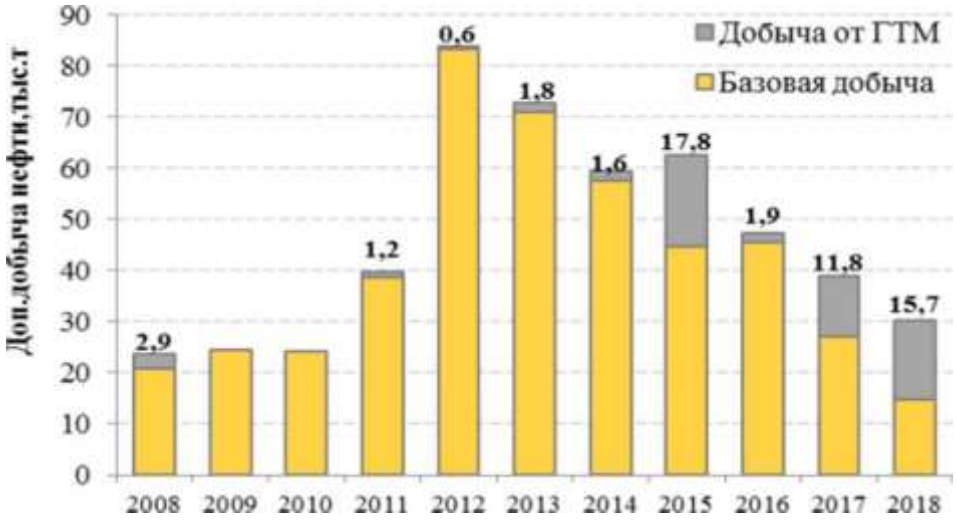



***Fig. Dynamics of oil production for the period 2008-2018***

Table 1 shows the geological conditions of the analyzed Nizhnetabagan field in comparison with similar deposits Lomov and Chkalovsky, which are characterized by partial similarity in basic geological and physical parameters such as the initial reservoir saturation pressure, gas factor, etc.

***Table***

***Geological conditions of the Nizhnetabagan field and the analog field***

| **Parameter** | **Nizhne-tabaganskoe** | | | | **Sovetskoye** | **Chkalovskoe** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Formation | $Ю_5$ | $Ю_1^1$ | $Ю_3$ | $М_{1-10}$ | $Ю_1^{1+2}$ | $М_1$ |
| Average depth of occurrence, m | 2861 | 2606 | 2715 | 2982 | 2733 | 2710,0 |
| Permeability, 10-3, mm2 | 1,6 | 2,9 | 3,2 | 2,4 | 11,3 | 5,0 |
| Initial reservoir pressure, MPa | 29,5 | 26,3 | 27,1 | 31,0 | 27,4 | 27,7 |
| Initial reservoir temperature, °C | 84 | 80,0 | 83,0 | 85,0 | 104,0 | 97,4 |
| Oil viscosity in reservoir conditions, MPa*s | - | 0,51 | 1,62 | 0,30 | 0,38 | 0,51 |

Based on the geological and technological characteristics of the objects of development of the Nizhne-Tabagan field and the criteria for the application of PNP methods, the use of large-scale PNP technologies aimed at increasing the displacement coefficients and the coverage of the displacement process in the oil deposits of the field is impractical, therefore, recommendations are given for them on the use of technologies of local impact on formations (treatment of bottom-hole zones of formations), contributing to the intensification of production oil, as well as increase as current, and the final oil recovery due to the implementation of a mechanism to increase the coverage of the reservoir by the impact from the sampling and injection zone. One of the most commonly used methods is acid treatment - a method of increasing the permeability of the bottom-hole zone of the formation by dissolving rock particles and polluting particles.SKO is designed to treat the bottom-hole zone in order to clean them from contamination and restore natural productivity, as well as reduce the time of their development.

The main purpose of the QO is to create a network of highly permeable channels in the PZP by dissolving the rock. To achieve the most efficient and optimal shape and size of wormholes, many factors must be taken into account. An important aspect that needs to be taken into account is the flow direction of the acid composition in the PP. This is especially important for wells that open several productive horizons with various very different FES, where there is a risk of CS leaving the absorption zones, leaving the low-permeable and most polluted zones untreated. Another important nuance is the regulation of the reaction rate of acid with rock. There are two characteristics that limit the use of hydrochloric acid: 1) reaction rate, 2) corrosion activity. One of the recommended approaches is the use of emulsified CS. The mechanism of action and the features of acid treatment have their own characteristics , depending on which type of collector acid treatment is carried out view For the treatment of carbonate reservoirs, hydrochloric acid is used in the absolute majority. The resulting calcium chloride CaCl2, magnesium chloride MgCl2, iron chloride FeCl2 are well soluble in water and washed out of the PP. The main purpose of hydrochloric acid is the formation of channels for the dissolution of carbonate rocks. It is also used to dissolve polluting particles.

The main purpose of the treatment of terrigenous reservoirs is the dissolution of siliceous particles, which limit the inflow and reduce the permeability of the PZP. Hydrofluoric acid HF is mainly used for this purpose . Terrigenous reservoirs mainly consist of sandstones cemented with clay. In the composition of terrigenous reservoirs, a carbonate component may be present in varying degrees of severity, which dissolves during the reaction with hydrochloric acid HCl, therefore, when processing terrigenous reservoirs, along with hydrofluoric acid, clay acid (a mixture of HF and HCl) is used

The greatest experience in the development of carbonate reservoirs has been accumulated at the Chkalovsky deposit. In general, the treatment of the bottom-hole zone with acid compositions has experience of successful application at the Chkalovsky field , since additional oil production amounted to 59 thousand tons, and the number of effective operations is 8 out of 14 carried out.

At the Sovetskoye field, the best results during experimental work on acid treatments were achieved using a complex (cyclic) OPZ. The principle of which is based on the cyclic action of various compositions of chemical reagents to remove a whole group of various pollutants from the well's manhole. Since 1990, more than 570 measures have been carried out at the field to treat the bottom-hole zone in order to restore productivity. The dynamics of the performance and efficiency of the OPZ of producing wells shows that additional production for the entire period amounted to 1,707.6 thousand. t, the maximum indicators for the number of treatments were achieved in 2013-2014, the effect continues to the present. In many cases, OPP was carried out in combination with other methods, for example, Additional perforation, so it is difficult to assess the effectiveness of each type separately. The most common method is salt and clay acid treatment, the additional production for which amounted to 967.7 thousand tons

In the course of the work, the optimal acid solution was calculated on the experience of similar fields. From the calculations obtained, it can be seen that if the bottom-hole zone is polluted by less than 20%, it is unprofitable to perform the operation. At the same time, contamination of the bottom-hole zone by 60% or more requires the implementation of the COEX. It is impractical to perform the operation on areas with less than 40% contamination. For areas with contamination from 40 to 60%, an economic calculation is required depending on the well potential

## References

1. Victorin V.D., Lychkov N.P. "Development of oil fields confined to terrigenous reservoirs" M. Nedra, 2014.
2. Kudinov V.I., Suchkov B.M., "Intensification of current oil production" "Oil industry 2019, No. 7.
3. Muslimov R.H., Abdulmazitov R.G. "Improving the technology of development of inefficient oil fields of Samara" Samaraneftegaz 2018

## ADVANCED MULTILATERAL WELLS AND DATA-DRIVEN APPROACH TO WELL PLANING – THE KEY FACTOR OF UNPROFITABLE AREAS DRILLING

**Chudinov V.V.**
Scientific advisor manager Bezrukov T.V.
***Tyumen Petroleum Research Center LLC, PJSC «Rosneft», Tyumen, Russia***

Nowadays, 95% of the fields in the Russian Federation are multilayer reservoirs developed, in most cases, by separate sets of wells due to the difficulty in accounting for production and problems with water or gas breakthroughs in one or more of the developed formations. However, the basic problems highlighted above can currently be solved with modern flow control and monitoring systems. Moreover, the application of techniques of data-driven analysis of field and geological data minimizes incompatibility and reservoir interference.

In world practice, most works on commingled development of objects are devoted to the phenomenon of interference of wellbores and objects themselves, arising during commingled production, while there is an absence of algorithm or matrix of applicability of this technology of field development depending on any quantified parameters. The paper proposes an engineering-analytical approach to evaluate optimal solutions for placement of multilateral wells working commingled for several objects. Also, a matrix of applicability of different types of well completions, depending on the objectives of commingled production implementation, is developed. In order to refine the results of prediction of start-up parameters of high-tech wells in geologically complex fields, a method for prediction of initial well parameters using machine learning was created and tested on field data, which allowed to significantly increase the prediction accuracy in comparison with analytical methods. All proposed solutions have been tested in the field X of the Turukhan district of Krasnoyarsk region and have shown their practical relevance and applicability.

The main condition for successful commingled production from several objects is similarity in geological and dynamic parameters of formations. To select a number of such parameters, we considered a modified Dupuy model (1), which allows to take into account changes in viscosity and relative phase permeabilities depending on reservoir pressure and reservoir saturation [5].

(1)

$$Q_o = \sum_{i=1}^{M} \frac{2 \cdot \pi \cdot k_i \cdot h_i \cdot \Delta P_i}{\int_{r_{lf}}^{R_{ev}} \frac{1}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_w} + \frac{k_{rw}}{\mu_o}\right) r} dr} + \sum_{i=M+1}^{N} \frac{2 \cdot \pi \cdot k_i \cdot h_i \cdot \Delta P_i}{\int_{r_{lf}}^{R_{ev}} \frac{1}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{ro}}{\mu_o}\right) r} dr + \mu_o \cdot \ln\left(\frac{R_{ev}}{r_w}\right)}$$

$Q_o - oil\,flow\,rate, m^3/day$ $R_{ev} - drainage\,radius, m$ $h_i - saturated\,thickness, m$

$k_i - permeability, mD$ $r_{lf} - well\,radius, m$ $\Delta P_i - drawdown, bar$

$k_{ri} - relative\,permeability$ $\mu_i - fluid\,viscosity, cp$ N – number of objects

The influencing parameters dataset were unloaded from the database. After applying the principal component analysis algorithm to the original sample, clustering of data points using the K-means method was performed and the conditions under which commingled production is preferable to the classical separate development were evaluated. The clustering results are shown in Figure 1. A detailed description of the mathematical algorithms is presented in the papers [4, 6].

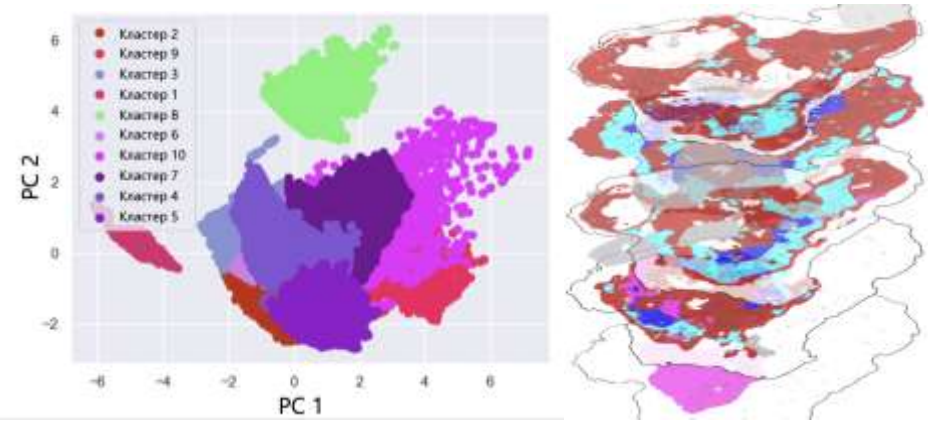


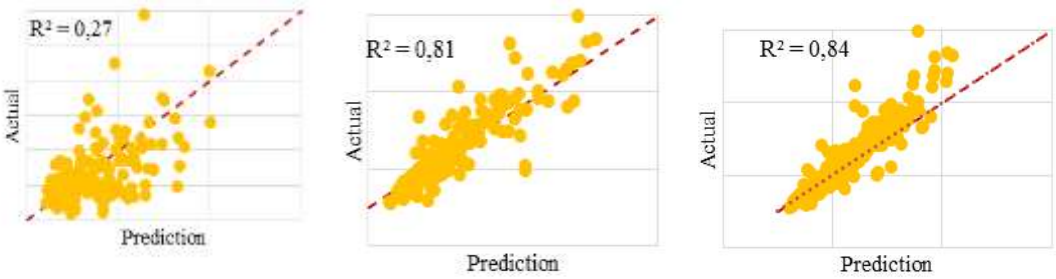

***Fig. 1. Results of clustering a group of formations***

The wells were planned in these areas based on the results of selecting zones suitable for each of the drilling targets. Several predictive models were used to estimate the launch parameters of the project wells:

- Joshi's analytical model;
- Random forest model;
- Extreme gradient boosting model.

The models based on machine learning allowed to increase the accuracy of start-up flow rate prediction by three times (Figure 2). A detailed description of the applied algorithms is given in [1-3].

To further narrow the range of drilling and select the optimal completion arrangement, three situations were considered in which co-development is most successful (Table 1). Based on the results of applying these constraints to the resulting cluster maps, drilling targets were identified as zones with the same properties and limitations.




Analytical model | Random Forest | XGBoosting

***Fig. 2. The comparison of model for start-up flow rate prediction***

***Table***

***The constraints for different applications of commingled production technology implementation***

| | Managing unprofitable wells | Project wells optimization | Sweet Spots development |
|---|---|---|---|
| Net pay, m | Reserves in net pay of 2-4 m, accepted as unprofitable | Reserves in net pay of 4-6 m, in order to increase the flow rate of project wells | Reserves in net pay > 6 m |
| Clusters | Matched clusters for different formations, regardless of cluster number (except №1 and №2, due to low quality) | | Zones belonging to cluster 6, characterized by stable GOR and watercut dynamics |

The use of field data allows identifying zones similar in their operating dynamics and planning to drill several targets simultaneously to increase the oil recovery factor and eliminate unprofitable wells located in zones with low oil-saturated thicknesses. Also, the proposed methodology can be used to optimize the project wells, also as to plan drilling of new wells into zones with high reserves.

This algorithm has been tested in the field X of Krasnoyarsk region. The implementation of the proposed solutions will increase the accumulated production by 14 % (Figure 3). Also, the developed models of prediction of triggering parameters, which showed three times increased accuracy of prediction of start-up parameters, can be applied not only to the wells, working on several objects, but also to any project wells in the field. Currently, approval is being given to conduct a pilot testing at one of the allocated sites for practical confirmation of the algorithm's success and implementation of the technology into industrial scale.

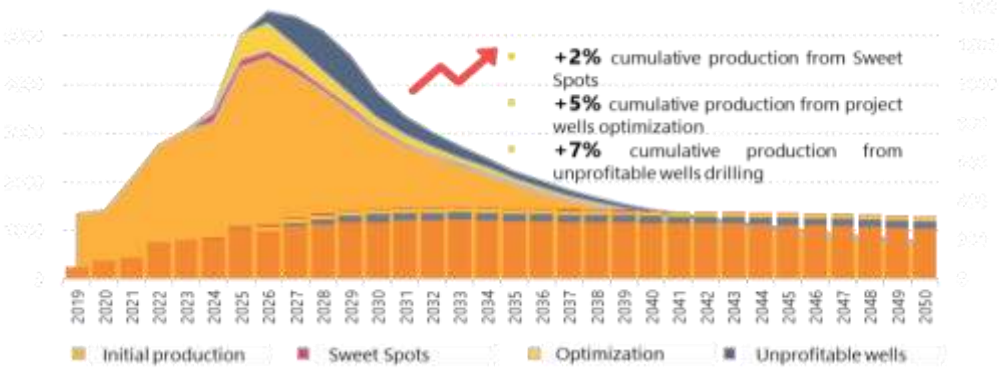



***Fig. 3. Relative increase of oil production profile***

References

1. Genuer, Robin & Poggi, Jean-Michel. (2020). Random Forests. 10.1007/978-3-030-56485-8_3.
2. Ghojogh, Benyamin & Crowley, Mark. (2021). Principal Component Analysis.
3. Kokasih, Marco & Paramita, Adi. (2020). Property Rental Price Prediction Using the Extreme Gradient Boosting Algorithm. IJIIS: International Journal of Informatics and Information Systems. 3. 54-59. 10.47738/ijiis.v3i2
4. Mariani, Maria & Tweneboah, Osei & Beccar-Varela, Maria. (2021). Principal Component Analysis. 10.1002/9781119674757.ch11.
5. Mu, P.F., Wang, S.P., Tan, J., Zhao, H.Q. and Zhang, L.A. (2021) Theoretical Study on Quantitative Characterization of Interlayer Interference in Multi-Layer Commingled Production. Journal of Power and Energy Engineering, 9, 21-29.
6. Pandey, Ankit & Malviya, Kuldepp. (2018). Enhancing test case reduction by k-means algorithm and elbow method. International Journal of Computer Sciences and Engineering. 6. 299-303. 10.26438/ijcse/v6i6.299303.

## NEW INNOVATIONS IN OIL AND GAS INDUSTRY, (IOT)

**Jalayev P. B., Ishangulyyev G., Movlamov D.**
Scientific advisor associate professor Gafurova M**.**
***International Oil and Gas University named after Yagshygeldi Kakayev, Ashgabat, Turkmenistan***

Emerging oil and gas industry trends are making the industry more efficient, safer, and smarter. To this end, companies explore ways to efficiently and competitively digitize, automate, and resolve complex sub-surface engineering challenges. For example, Artificial intelligence (AI) algorithms provide a competitive edge as well as enable oil and gas companies to increase oilfield or well productivity. Further, the gradual adoption of advanced robotics and data management practices accelerates processing times and reduces the need for human labor.

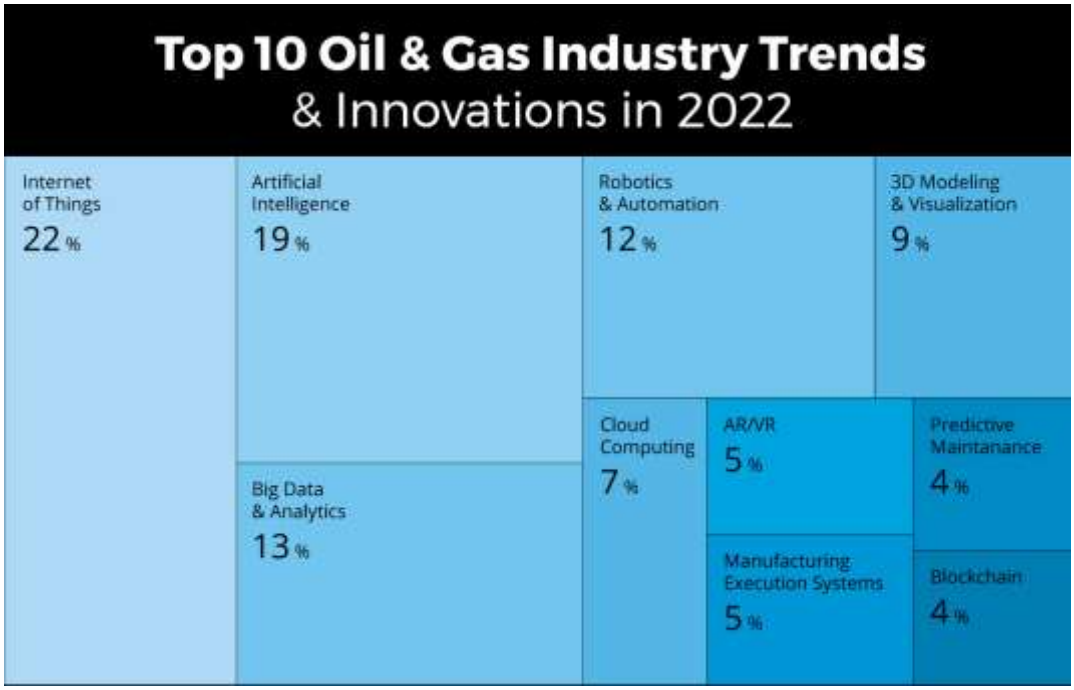



***Fig. 1. Top 10 Oil and Gas Industry Trends and Innovations in 2022***

Internet of Things (IoT)

The oil and gas industry utilizes the IoT to improve production, optimize equipment, ensure worker safety, and monitor remote areas. Sensors placed inside wells, blowout preventers (BOP), and choke valves enable real-time data collection. Using this data, O&G startups identify faulty equipment quickly, helping field engineers predict and react quickly. IoT solutions allow oil and gas facilities to minimize maintenance costs and gain detailed visibility into their equipment or processes.

Zyfra builds an Industrial IoT Platform

Zyfra is a Finnish and Russian startup that implements industrial digital solutions for the oil and gas industry through its proprietary cloud-based IIoT platform. The startup's IIoT products for upstream oil and gas include their field development platform Geonaft. The platform supports precision drilling, production scheduling, artificial lift, and predictive maintenance, among others. Zyfra's IIoT solutions further provide real-time insights for O&G startups, improving efficiency and worker safety.

Geonaft (subsidiary of Zyfra Group) develops engineering and IT solutions to increase drilling and field development efficiency. They combined geomechanics, geosteering, and petrophysics innovations with cloud digital platform and industrial AI technologies.

- Overall well construction time reduction
- Initial and cumulative production rate increase
- Drilling risks prevention
- Life of well prolongation

About 90% of offshore and 20% of horizontal and multilateral wells in Russia have been constructed using Geonaft solutions.

***Table***

***Digitalization of upstream industry***

| | **Effective Equipment** | **Smart equipment** | **Robotic Equipment** |
|---|---|---|---|
| Wells | - Drilling rate increase without drilling risks<br>- Equipment cost reduction<br>- Overall NPT reduction<br>+15-30 %well construction rate increase | - Real-time geological well model updates, prediction and prevention of drilling risks<br>- Drilling risks prediction and prevention<br>-15-20 % decrease in overall NPT | - Applied during the robotic drilling machine and automatization of the field development in general |
| Fields | - Applied at the well level | - Optimizing the field development in general, decreasing CAPEX, decreasing construction risks.<br>+5-7 %Well construction cost reduction<br>+10-15 %increase in wells construction speed | - Automated maintenance of each well within the field<br>+7-9 %increase of efficiency of field development |
| Drilling | - Rig data collection<br>Preventive maintenance cost reduction<br>+10-15 % increase of production efficiency | - Drilling parameter control, accident decrease, optimal use of resources<br>-10-15 %decrease in cost of development | - Robotized drilling machine<br>+15-18 %increase in development efficiency |

Thus, in our technologically advanced world innovations and new trends in O&G increases oilfield and well productivity, decreases human labor. So, IoT plays a crucial role in advancing the O&G industry.

References

1. Deng Z.-Y. Top 10 innovations in O&G industry / Z.-Y. Deng, M. F. Ferreira José, Y. Sakka // J. Amer. Ceram. Soc. – 2008. – Vol. 91, № 12. – P. 3825-3834.
2. Mullakaev, M.S. The current state of the problem of oil extraction // Modern scientific thought. - 2013. - No. 4. - P. 185 - 191.
3. Mullakaev, M.S. Modern methods of increasing oil production: problems and practice of application // Modern scientific thought. - 2015. - No. 5. - P. 98.

## ANALYSIS OF THE CALCULATION OF THE OIL DISPLACEMENT CURVE FOR PREDICTING DEVELOPMENT PERFORMANCE

**[1]Kornev A.I., [1,3]Yurkin A.A., [2]Murachev A.S.**

Scientific advisor professor Chernova O.S.

***[1] National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

***[2] Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russia. St. Petersburg Polytechnic University Peter the Great, Russia***

***[3] PJSC "Slavneft-Megionneftegaz", Megion, Russia***

The system of field development implies a controlled set of sequential technological and geological-technical measures (GTM) to extract hydrocarbons (HC) from the subsurface. And the task facing production companies is not only to control oil recovery factor (ORF), oil depletion ratio, oil flow rate and other key development parameters, but also to forecast performance in the short term with a minimum error. The results of forecasting are also used to identify the most complicated areas for development, which are the primary targets for well interventions, thus allowing to form the optimal development programme for the whole field [1, 2, 7].

An effective method to diagnose the current state of development, analyse and a business case making for the technological optimision and economic performance of oil and gas production is a set of tools based on a proactive block-factor analysis (BFA) model based on the material balance equation. One of the main components of the BFA block is determination of the reference (model) characteristic displacement (CD) curve and further its behaviour [3].

The purpose of this work is upgrading CD block by complex methods application for ORF calculation, oil and fluid flow rates, watercut and also reduction of model curve deviation limit value from actual curve to 5 %.

To perform the computational task the actual, technological values indicators of development has been used and taken from the database (DB) according to the field or its analogues, for which the difference of filtration-volumetric properties (FVP) and pressure-volume-temperature properties (PVT properties) is not more than 10 % of values of the same parameters of the considered field.

Based on literature research, the formula described by El-Khatib was chosen to determine the reference oil recovery factor. This algorithm can be applied in the absence of hydrodynamic models and the need to perform calculations in the shortest time [1, 3]:

$$K_{orf}^{m} = K_V \cdot \left[0.5 - 0.5 \cdot erf\left(\frac{\sigma}{\sqrt{2}} + erf^{-1}\left(\frac{\left(1-\frac{F_{wo}}{m}\right)}{\left(1+\frac{F_{wo}}{m}\right)}\right) + \frac{\tau}{(1+F_{wo})}\right)\right] \quad (1)$$

Where: Kmorf – model oil recovery factor, e.g., σ – standard deviation of permeability distribution in the block, e.g., Fwo – water-oil factor, e.g., τ – dimensionless time, e.g., m – mobility factor, e.g., Kv – displacement factor, e.g.

Residuality function value is minimized in the process of model adaptation [2]. Depending on a field maturity, either regression analysis for 1-2 stages of development with the use of the least squares method and gradient descent algorithm or retrospective forecasting, for the 3-4 stage of development [5]. The peculiarity of regression equation calculation is connected with the number of data basis.

In this article, a replacement for gradient descent has been offered at quantity of records from 1000 to 5000, through the modification of a method of the least squares.

To transform a linear dependence into a curve as close as possible to the actual graph of the characteristic displacement, a Bezier curve is approximated, the results of which are presented as curve reference points. These points are used for reconstruction of the curve by means of defining a number of arbitrary power values [5]. The final CD and prognosis calculated by El Hatib method are compared with actual curve and evaluated for correctness of their calculation as well as oil and fluid flow rates, ORF and water cut. Examples of graphs are shown in Figures 1 and 2.

In case of parameters' deviation and curves by more than 5% - the other methods are used. In this paper, we have created an algorithm for selecting alternative CD methods taking into account the stage of development of the field. For mature fields we calculate ORF using differential watercut curves, differential decline curves and logarithm of oil-water factor [1, 5, 8].

In case of initial development stages the laboratory tests are used by all means (water saturation of reservoir, relative phase permeability of water and oil, their viscosities). The CD curve is plotted using the Buckley-Leverett method. In the absence or unreliability of laboratory data, the scheme uses the clustering existing studies by the "K-Means" method, followed by the use of Euclidean distance as a metric.

As a result of the described operations, a cluster mean Buckley-Leverett curve is created by the least-squares method with the introduction of a genetic algorithm, which maintains high calculation accuracy while reducing the expended computational resources.

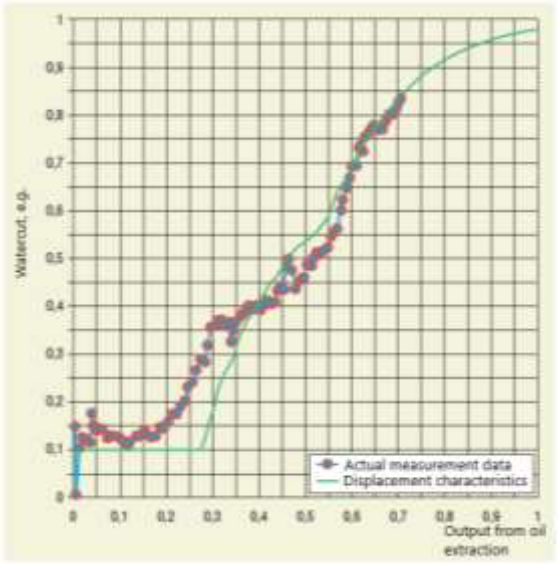



***Fig. 1. Example of comparison between obtained displacement characteristic and actual operating data [6]***

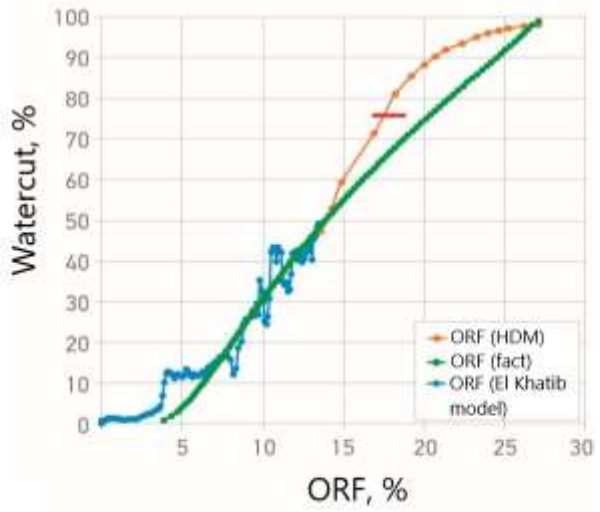



***Fig. 2. Example comparison of the displacement characteristics obtained from the El-Khatib model and the hydrodynamic model (HDM) for a single block [3]***

Next, all above alternative methods are tested for convergence by a multi-criteria optimization method using a genetic algorithm where the quality criteria is the adequacy criteria, which is analogous to regression analysis and accuracy criteria, that is analogous to retrospective prediction [5].

Moreover it is necessary to define one method for approximation, which in case of good convergence will be the result of BFA block as the selection of optimal DC by ranking method is made (Figure 3). In the course of the work more than twenty alternative CD(s) were considered by the authors, after that the best results were shown by the six presented in Fig. 3.

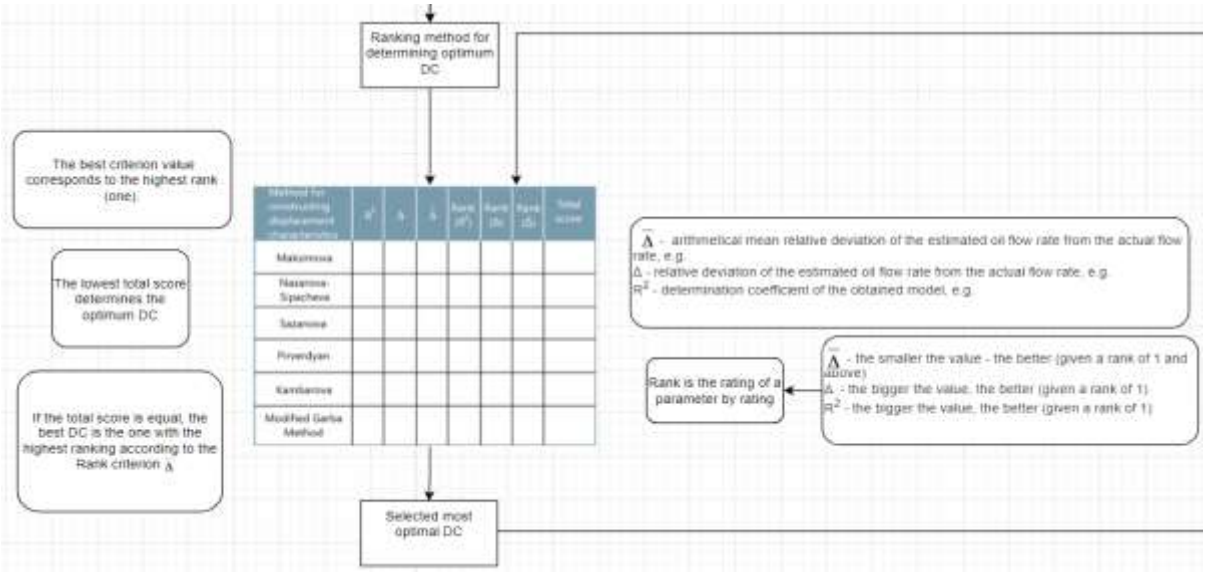



***Fig. 3. Fragment of the "displacement characterization and prediction" block - ranking method***

If the resulting CD curve shows incorrect values based on verification results, the next method is taken from the list until a "reference" curve with better convergence to the development history fact is found. The reference CD curve and the forecast are stored for further BFA work, however, there is also a situation where the CD curve may not be selected due to incorrect calculation results for the methods being used. In this case, the actual data for the CD curve taken from the database are retained. This result may also indicate poor quality of history data development and/or a change abrupt in the field development strategy.

The above algorithm allows to comprehensively cover different cases of data availability and validation for mathematical calculation of CD curve parameters and material balance prediction. As a result, it verifies the validity of the actual data to determine the mode perfect operation mode and the selection of well interventions to optimise oil and fluid flow rates and water cut.

## References


1. Ershov A.O. Estimation of oil production potential based on proactive block-factor analysis: dissertation (Master's thesis in Physics and Mathematics). Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, 2021.
2. Proactive block analysis of field development / A.N. Sitnikov, A.A. Pustovskikh, A.Y. Sheremeev [et al.] // PROneft. Professionally about oil. - 2016. - № 1(1). - C. 60-67.
3. Assessment and classification of unrecoverable reserves by the criterion of development complexity (by the example of Salym group of fields) / M.V. Naugolnov, S.I. Gabitova, R.I. Murtazin [et al] // PROneft. Professionally about oil. - 2020. - № 1(15). - C. 42-46. - DOI 10.24887/2587-7399-2020-1-42-46.
4. Calculation of production levels in regional integrated design / R. N. Galimov, I. S. Solodov, V. P. Shakshin [et al.] // Rosneft's Scientific and Technical Bulletin. - 2012. - № 4(29). - C. 8-11.
5. Algorithm of determining the optimal displacement characteristics / M. N. Kharisov, A. A. Karpov, S. V. Petrov, S. D. Darii // Neftyanoye upravlenie. - 2018. - № 5. - C. 56-59. - DOI 10.24887/0028-2448-2018-5-56-59.
6. Naugolnov, M. V. Small-size systems of water treatment for PPP and PPP needs / M. V. Naugolnov, O. Yu. - 2015. - № 06-07.
7. Polyakova N. I. Complex approach to application of methods of analysis of oil reservoir flooding system efficiency / N. I.
8. Polyakova, Y. A. Maksimova, P. N. Zyatikov // Proceedings of Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources. - 2020. - T. 331. - № 10. - C. 91-98. - DOI 10.18799/24131830/2020/10/2853.
9. Grishkevich, A.B. Estimation of water flooding efficiency in NGDU "Mamontovneft" / A.B.Grishkevich // Bulletin of subsoil User of Khanty-Mansiysk autonomous district. - 2001. - №6.

## SCIENTIFIC SUBSTANTIATION OF PROBLEMS AND METHODS OF IMPROVING TECHNOGENIC SAFETY OF HAZARDOUS PRODUCTION FACILITIES OF PIPELINE GAS TRANSPORTATION

**Kurasov O.A.**
Scientific advisor associate professor Burkov P.V.
***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

Risk management has become an integral component of pipeline transportation. Pipeline risk assessments are especially crucial for assessing the exact degree of the threats provided by pipelines delivering harmful chemicals to the public, as well as for ensuring the safety of pipeline operating personnel.

Gas pipelines are hazardous production facilities that are placed in a perpetually changing natural environment. Though conceptually simple, they are in actuality intricate, dynamic systems that operate in generally hostile contexts and confront a wide range of hazards to integrity. The precise prediction of pipeline service life is crucial in the management of pipeline assets in order to maximize maintenance and repair programs. Analyzing the kinematics and kinetics of numerous cycles of structural degradation, whether steel, concrete, or other materials, is the foundation for creating credible estimates of operational life. As a result, threats should be detected in a methodically planned manner while adhering to well-established standards and protocols. They must be recognized, including anything that can jeopardize personnel, the environment, or assets, as well as any expected occurrences and circumstances that could trigger emergency scenarios.

To limit the accident rate, the major aim throughout pipeline operation is to assure equipment reliability. The efficiency of gas transmission lines is vital for providing an uninterrupted and steady gas supply to clients.

The operational efficiency of storage tanks and pipelines should be focused on system diagnostics, which should make use of the largest risk assessment databases accessible in industrial operations. Data modeled in scientific laboratories, representing the patterns and 'behavior' of metal deformation, fracture toughness, and rupture, serves as the foundation for the safe assessment of residual resource appointment, dates for technical analysis or liquidation of emergency situations, and their consequences.

It is vital to analyze the nature and level of acceptable or major flaws in order to assure the availability of gas supply pipeline network operations. Fractures can form during processing or action. In the case of a critical fracture size, the pipe can rupture. It is also necessary to examine the risk of faults detected during the inspection and predict the pipeline's lifetime. The lifetime is impacted by a number of parameters, including fracture size, material qualities, and pressures. The lifespan of flaws in storage and transportation systems may be determined using these criteria [1].

It is vital to enhance methodologies for Stress-Strain State computation in order to secure the dependable operation of existing gas pipelines and the high-quality design of new ones [2]. The assessment of the Stress-Strain State of gas pipes in places exposed to hazardous natural and technology-related variables is one of the most efficient approaches for a technical diagnostic of gas pipelines. Timely information on present mechanical stresses in these sites enables action to be taken to avert emergency situations and to establish measuring methods for checking pipelines based on reported problems.

Components of risk assessment are relevant to all risks. Because industrial facilities are being assessed, it is necessary to first assess the risk of hazardous circumstances and then investigate the consequences of hazard implementation.

Pipeline transportation, particularly in the gas business, relies largely on modeling process analysis difficulties and improving gas transportation conditions. Mathematical modeling provides for the measurement of technical aspects of gas equipment without the necessity for industrial testing. Furthermore, in order to make scientifically accurate decisions, production and control systems demand the use of specific mathematical methodologies.

The broad description of the study challenge has been reduced in order to be resistant to any future failure mechanisms. There are numerous mitigation and support inspection solutions available [3]. They enable technical forecasting in the design, operation, and maintenance of complex engineering systems.

Effective risk evaluation is a study of complexity, giving an open, intelligible, and controlled integration of all imaginable pipeline-acting physical processes: external pressures, deterioration, cracking, human mistakes, material modifications, etc. The impact of such hazardous occurrences is defined as the type and quantity of hazardous impact caused by those events [4]. An incident is commonly used to describe mishaps (or mistakes) that result in unsafe situations, such as flammable material spilling, which ignites and exposes workers to fire/heat dangers, which end in internal damage or death. The assessment of these outcomes is done to estimate the breadth and degree of the danger (e.g., the number of people who will be affected and their likelihood of being harmed or killed).

To estimate the danger connected with a facility, the effects and frequency of the many detrimental scenarios must be assessed. The optimal risk-evaluation technique is to discover large risk factors by analyzing and integrating a number of smaller variables, which are typically available through operator reports or public-domain databases. The basic issue that continues to arise is a lack of trustworthy data that enables for proper evaluation of hazardous material discharge from these pipelines as well as evaluation of pipeline risk. Risks to individuals and public services, business losses, and the environment are constantly monitored near pipeline infrastructure. When data is available and the intricacy of the technique permits it, risk is quantified quantitatively utilizing extensive frequency and impact analysis. Quantitative risk assessment utilizes a systematic mathematical approach to forecast risk from hazard sources while taking effects and frequency into consideration.

The development of algorithms for risk analysis and monitoring, as well as the production of adverse event scenarios, is based on the computation of the operational parameters of hazardous industrial facilities: 'strength $R\sigma(\tau)$ – rigidity $R\delta(\tau)$ – stability $R\lambda(\tau)$ – resource $RN\tau(\tau)$ – reliability $PQR(\tau)$ – survivability $Lld(\tau)$ – safety $S(\tau)$ – risk $R(\tau)$ – protectability $Z\kappa(\tau)$'. At all phases of their life cycle, all parameters are functions of time.

Pipeline failure mechanisms and integrity evaluation are key components in providing pipeline safety and risk reduction. Gas transmission systems that are well-maintained and managed can be safer and have a lower environmental

effect than other types of transportation if a comprehensive pipeline process management system that is based on international best practices for providing protection and risk control is applied.

Modern assessments of the strength and resources of complex engineering systems present a new way for managing their performance. This can be done through the scientifically documented application of linear and nonlinear deformation and fracture techniques, risk analysis, resource justification for safe operation, and accident avoidance.

References

1. Kurasov, O. A. Substantiation of methods of improving safety of pipeline gas transportation / O. A. Kurasov, P. V. Burkov. – Текст: непосредственный. // E3S Web of Conferences, Saint Petersburg, 31 мая – 06 2021 года. – Saint Petersburg, 2021. – DOI 10.1051/e3sconf/202126601012.
2. Kurasov, O. A. Risk assessment and ranking after design improvement of the gas transmission system / O. A. Kurasov, P. V. Burkov. – Direct text. // Topical issues of rational use of natural resources: Scientific conference abstracts, St Petersburg, 17–19 июня 2020 года. – St Petersburg: Санкт-Петербургский горный университет, 2020. – P. 111-112.
3. Kurasov, O. A. Methodology of ensuring and managing industrial safety of hazardous production facilities of pipeline pipeline gas on the basis of risk acceptance criteria / O. A. Kurasov. - Text: Direct. // Collection of works of XIV Al l-Russian scientific and technical conference «Actual problems of development of oil and gas complex of Russia». Volume 1 - M.: Oil and Gas Publishing Center named after I.M. Gubkin, 2021. - 327 p.
4. Kurasov, O. A. Assessment and accounting of extreme impacts for validation of safety and predicting service life of underground gas pipelines loaded under complex engineering conditions / O. A. Kurasov. – Direct text. // Transport and Transport-Technological Systems: Proceedings of the International Scientific and Technical Conference, Tyumen, 15 April 2021 / Otr. Editor N.S. Zakharov. - Tyumen: Tyumen Industrial University, 2021. - P. 3-9.

## MECHANICAL PROPERTIES OF MAGNESIUM ALLOY FOR MEDICAL APPLICATIONS AFTER DEFORMATION TREATMENT

**[1,2]Luginin N.A, [1]Eroshenko A.Yu., [1]Legostaeva E.V.**

Scientific advisors professor Sharkeev Yu.P.[1,2], associate professor Bolsunovskaya L.M.[2]

***[1] Institute of Strength Physics and Materials Science SB RAS, Tomsk, Russia***

***[2] National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

There is an increasing emphasis on the development of new materials for medical applications, especially to the group of biodegradable materials. There are various biodegradable materials, but they do not meet several requirements, namely speed of resorption in the body, level of mechanical properties and biocompatibility [1-3]. The magnesium-based group of metallic materials is best suited to biocompatibility. However, these alloys have too high ~~a~~ resorption rate, which limits their widespread use in medicine [2]. In addition, magnesium alloys have low mechanical properties, which prevents their use for load-bearing applications [1].

To improve the physical and mechanical properties the researchers apply various severe plastic deformation techniques [4], which can improve the strength characteristics of magnesium alloys by refining the grain structure without significantly changing the rate of bioresorption. The rate of bioresorption can be significantly reduced by rare earth element doping of magnesium alloys using such rare earth elements as yttrium, cesium, neodymium, zirconium. Thus, the purpose of this work is to study the structure and mechanical properties of magnesium alloys based on Mg-Y-Nd system during strain treatment.

The object of the study was an alloy of the Mg-Y-Nd system alloy. The alloy was obtained by direct permanent-mold casting. The alloy was studied in extruded and recrystallised states. The extruded state of the samples was obtained by reverse pressing at a speed of 0.5 mm/s at 350 °C billet and extruder walls temperature. The recrystallized state in the alloy was obtained by annealing at 510 °C for 6 hours in argon followed by cooling in air. In two states the samples had the form of rods with diameter of 16 mm.

The elemental composition of the alloy (Mg 94.0 wt.%; Y 3.5 wt.%; Nd 2.5 wt.%) was determined by EDS analysis on a LEO EVO 50 scanning electron microscope. Vickers microhardness (Duramin-5 microhardness tester, Denmark), yield tensile strength $\sigma_{0,2}$, ultimate tensile strength $\sigma_в$ and elongation at break $\delta$ (Instron 8801 testing machine, UK) at 0.002 $s^{-1}$ were selected as mechanical properties. The microstructure of alloy samples was investigated by optical microscopy in longitudinal sections of the samples.

Microstructure images of the alloy are shown in Figure 1. In the extruded state, grains of the main magnesium phase with an average size of 14±7 μm can be observed all over the surface of the slip. Under high magnification (Figure 1c) the structure consists of two types of structural elements: grains with an average size of 14±7 μm, and smaller grains with an average size of 1 μm, which form "bands". In the case of recrystallized state of the alloy the microstructure is represented only by equiaxed grains having average size up to 35±20 μm.

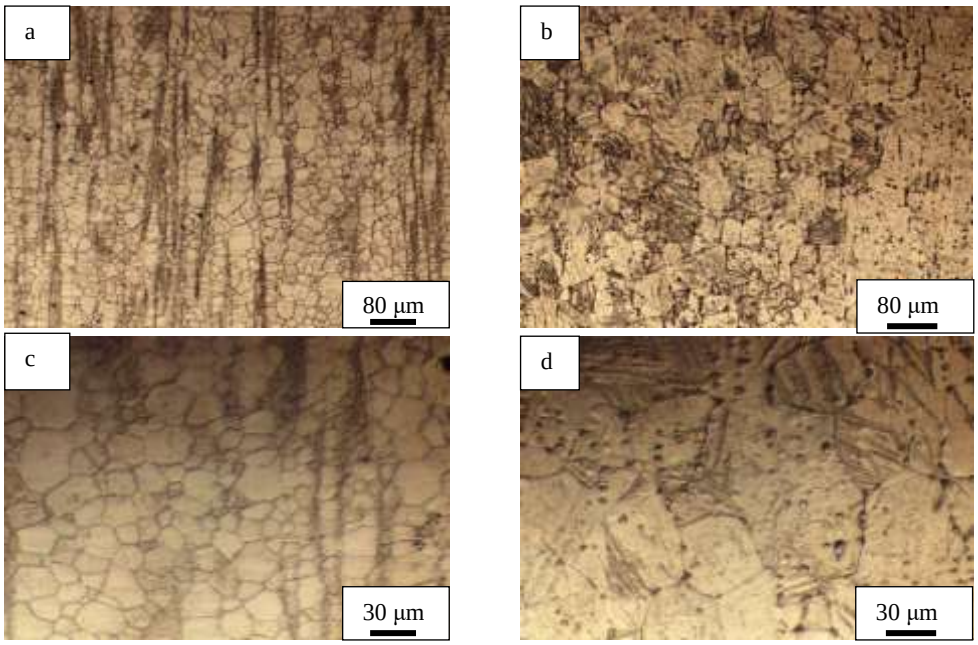



***Fig. 1. Optical images of the microstructure of alloy samples in extruded (a, c) and recrystallised (b, d) states in longitudinal section***

The phase composition in two states is represented by the main magnesium phase and the nanosized intermetallic phase $Mg_{24}Y_5$. During alloy crystallisation the size of the intermetallic phase increases from 400 to 500 nm.

Tensile curves of the alloy obtained for the investigated states are shown in Figure 2. And the table shows mechanical characteristics of Mg-Y-Nd alloy in extruded and recrystallized states. The figure also shows the dependences of the strain-hardening coefficient (θ) on the strain value (ε). The yield strength $\sigma_{0,2}$ of the extruded alloy is 125 MPa, which is 1.3 higher than for the recrystallized state, 97 MPa. The ultimate tensile strength $\sigma_B$, equal to 330 MPa, is 1.4 times higher in comparison with the recrystallized state, $\sigma_B$ = 235 MPa. The elongation at break δ for the extruded sample was 21 %, and in the recrystallized state this value was 12 %. The difference in properties is due to the peculiarities of the microstructure [5]. The "stripes" of fine grains provide the strength of the alloy, on the other hand the larger grains deform well along the stripes of fine grains.

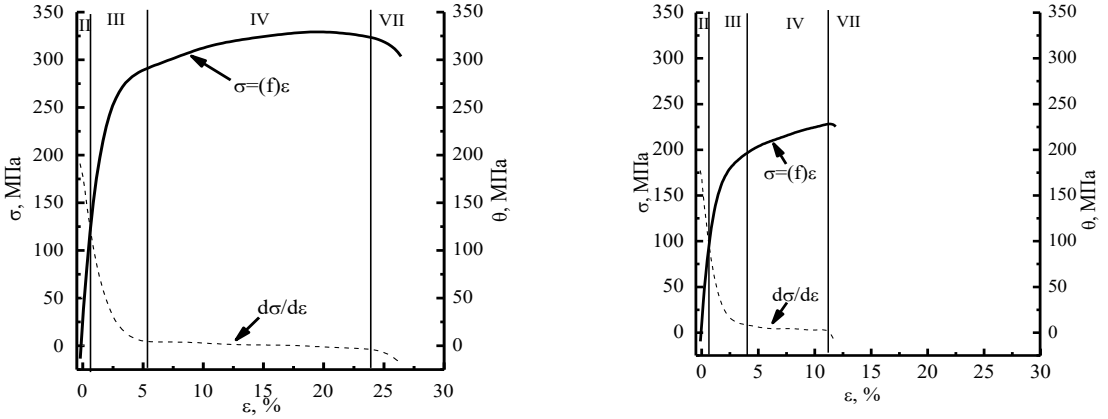



***Fig. 2. Tensile curves for Mg-Y-Nd alloy in extruded (a) and recrystallised (b) states***

***Table***

***Physical characteristics of Mg-Y-Nd alloy***

| State | Average grain size, μm | $\sigma_{0,2}$, MPa | $\sigma_в$, MPa | δ, % | HV, MPa |
|---|---|---|---|---|---|
| Extruded | 17±8 | 125 | 330 | 21 | 1210 |
| Recrystallised | 35±20 | 97 | 230 | 12 | 860 |

For these two states, the character of the curves is similar, but the duration of the stages is different, due to different strain values. Four stages of plastic deformation can be distinguished on the deformation curves of the alloy in the two states

according to [6]. The first stage is the linear section of elastic deformation (II), in which a decrease in θ coefficient is observed. The next stage III is parabolic and occurs when the Beckofen-Consider condition is reached, the coefficient θ at this stage decreases to zero. The transition to stage IV is accompanied by a small linear segment, but the general character of the curve remains parabolic and the strain-hardening coefficient at this segment remains close to zero. Stages V and VI are absent, which can be attributed to the deformation characteristic of the material. At the final stage VII the coefficient θ drops to negative values, which is caused by low ductility of the alloy. Neck thickness during deformation process remains practically constant, so in the last stage the material sharply loosens, which leads to its destruction.

It is found that Mg-Y-Nd alloy in extruded state has higher mechanical characteristics than in recrystallized state. Under static tension, the deformation behavior of Mg-Y-Nd alloy in extruded and recrystallised states has a common pattern in terms of different relative elongation. The severe plastic deformation method is more efficient in the extruded state.

Acknowledgements. This work was supported by RAS Basic Research Program FWRW-2021-0004.

References

1. Witte, F. Degradable biomaterials based on magnesium corrosion [Text] / F. Witte, N. Hort, C. Vogt // Current Opinion in Solid State and Materials Science. – 2008. – V. 12. – P. 63–72.
2. Lin, X. The in vitro degradation process and biocompatibility of a ZK60 magnesium alloy with a forsterite-containing micro-arc oxidation coating [Text] / X. Lin, L. Tan, Q. Zhang // Acta Biomaterialia. – 2013. – V. 9. – P. 8631-8642.
3. Zheng, Y.F. Biodegradable metals [Text] / Y.F. Zheng, X.N. Gu, F. Witte // Materials Science and Engineering: R: Reports. – 2014. – V. 77. – P. 1-34.
4. Kulyasova, O.B. UMZ structure and mechanical properties of magnesium alloy Mg-1%Ca [Text] / O.B Kulasova, Y.V.
5. Cherneykina, R.K Islamgaliev // Vestnik UGATU. - 2016. - T. 20. - 3. - P. 25-30.
6. Zeng, Z. Magnesium extrusion alloys: a review of developments and prospects [Text] / Z. Zeng, N. Stanford, C. Davies // International Materials Reviews. – 2019. – V. 64. – P. 27-62
7. Kozlov, E. V. Basics of plastic deformation of nano-structural materials [Text] / E. V. Kozlov. - M.: Physizmatlite, 2016.
8. – 304 p.

## OIL PRODUCTION RATE PREDICTION AFTER TREATMENT OPERATIONS USING MACHINE-LEARNING TECHNIQUES

**Melnikov M.O.**

Scientific advisors associate professor Rukavishnikov V.S., associate professor Bolsunovskaya L.M.

***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

The biggest part of the modern oil fields has poor filtration properties, so the energy industry needs new solutions in different spheres to reach economic efficiency in the process of oil extraction. One of the most widespread methods to produce hydrocarbons from tight reservoirs or facial zone with low permeability (for example, deep marine depositional environment: lobe deposit) is applying multistage hydraulic fracturing (HF) on horizontal wells.

Drilling a well and conducting workovers are connected with a high degree of risk and costs thousands of dollars so it requires precise engineering calculations. There are several semi-empirical equations to evaluate productivity index, starting liquid and oil rates, water cut, and other well performance indicators. Despite all of these formulas using understandable mathematical models of fluid flow in a reservoir, they include highly uncertain parameters such as drainage area, permeability, or supply contour radius.

These parameters could be estimated by well test analysis, however, it is expensive and takes dozens of hours to conduct. In our research, we have investigated the machine-learning method in order to reduceing the uncertainty of oil production rate forecast after HF.

The main hypothesis is that a trained regression model based on gradient boosting algorithm is able to predict oil production rate after treatment operations without application of analytical equations. For this purpose, the general workflow was developed and it includes the followings: data preparation, tuning hyperparameters and training of the model, validation on the evaluation data, making forecast based on training data and interpretation of model performance.

As a result, the proposed approach provides time saving in routine reservoir engineering task in conjunction with high-precision oil rate prediction and low uncertainty. Methodology is based on a gradient boosting algorithm and regression problem solving. The latter is related to mathematical method for estimating the relationship between dependent variables and independent variables in order to find the link. The former is key and tool for solving regression problem to find optimal solution.

Gradient boosting is based on decision trees where each branch represents the outcome of regression. There are many techniques such as XGBoost, Random Forest, etc. However, based on the previous experience [3], CatBoost is chosen as the main tool for solving regression problem.

First of all, a machine-learning model has been trained. To receive a good performance of the model and avoid overfitting, the main aspects should be taken into account: applicable loss-function, hyperparameters tuning and cross-validation. Traditionally, RMSE (*Root Mean Square Error*) metric is applied as loss-function (Fig.1) that controls training and quality assessment of regression model [2]

***Fig. 1. Typical loss-function for training model process***

Loss-function aims to global minimum and the lower value the highest quality and prediction ability of model will be [1]. Since the performance of the model is controlled by the behavior of loss-function, there are regulating hyperparameters. The creation of regression model is not completed without tuning. This procedure includes selecting hyperparameters such as a number of threes, learning rate, etc., in order to avoid overfitting. Partially, training efficiency is affected by the variance of the dataset. So, cross-validation is applied in order to estimate the impact of data splitting on the training process. When training is completed, it is necessary to evaluate the model ability to forecast. For this purpose, coefficient of determination ($R^2$) is introduced. It shows how much variance of the observed variable can be explained using the constructed model, i.e. the value of the coefficient of determination indicates the share (in percent) of changes due to the influence of factor features in the total variability of the effective feature.

Secondly, it is required to explain the nature of the data. For our experiment, the main parameters of the technical side and reservoir characteristics are collected from real fields. Table 1 demonstrates the names of features and their relationship by using the Pearson correlation matrix (Fig.2). The specificity of the proposed algorithm is characterized by the fact that features should not strongly correlate to each other to avoid overfitting [4]. So, the analysis of the covariance matrix allows excluding oil viscosity (*Visc*) and well pressure drop (*dP*) from data.

***Table***

***Name of features in dataset***

| Parameter | Description |
|---|---|
| $L$ | Length of horizontal section |
| $N$ | Number of stages |
| $H_{pay}$ | Reservoir thickness |
| $P_{res}$ | Reservoir pressure |
| *Visc* | Oil viscosity |
| *Az* | Azimuth |
| $M_{prop}$ | Propant agent mass |
| $X_f$ | Half length of the fracture |
| $H$ | Height fracture |
| $W$ | Width fracture |
| *BHP* | Bottom Hole Pressure |
| *Perm* | Permeability |
| *dp* | Well Pressure Drop |

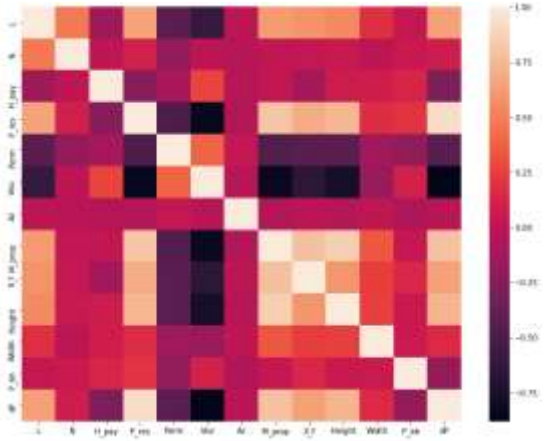


***Fig. 2. Names of features in dataset***

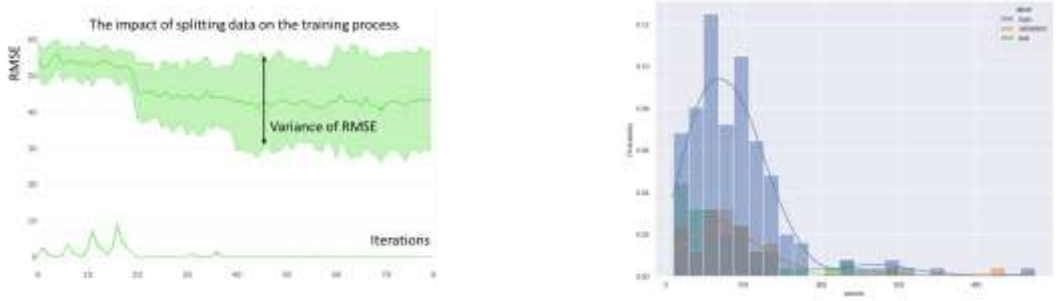



***Fig. 3. Cross-validation and target value distribution for training, evaluating and testing data***

Finally, results are obtained. The figure (Fig.4) demonstrates a cross-plot where the correlation between predicted and true values of oil rate after HF is presented for tested dataset ($R^2$ = 0.86). Obviously, the regression model has a high prediction ability. Additionally, the model has low aleatoric uncertainty if the predicted value lies in the range from 5 to 50 and from 200 to 300. It means that forecast of low and high oil rates looks better than middle values.

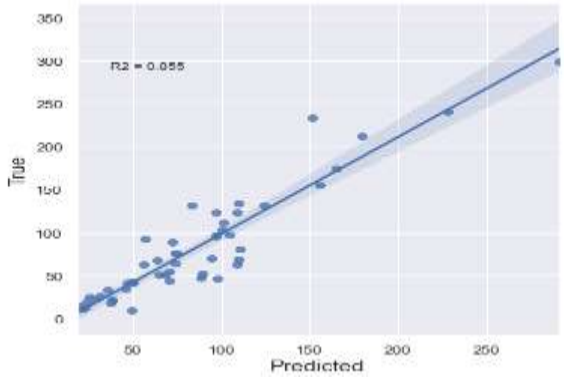



***Fig. 4. Cross plot of predicted and true values***

The following conclusion is made as a result of this study:

- The regression model for flow rate prediction was created by CatBoostRegressor algorithm;
- Input parameters allow to reach the high predictive ability of the model;
- Performance of model is sufficient: RMSE (test) = 0.86;
- Based on the trained model the computational time for the forecast is less than 1 minute;
- Applicability of proposed solution can be translated into routine reservoir engineer tasks.

References

1. 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. CatBoost [Electronic resource]. – Access mode: https://catboost.ai/en/docs/ (date of access 17.02.2022)
2. Melnikov M., Shishaev G., Matveev I., Eremyan G., Demyanov V., Bukhanov N., Belozerov B. An optimization method for assisted history matching (AHM) process using the gradient boosting // Conference Proceedings, EAGE/AAPG Digital Subsurface for Asia Pacific, Sep 2020, Volume 2020, p. 1-3
3. Sunil K., Ilyoung C., Correlation Analysis to Identify the Effective Data in Machine Learning: Prediction of Depressive Disorder and Emotion States // Int. J. Environ Res. Public Health, Dec 2018, Volume 15(12), p. 2907

## SURFACTANT TYPES AND CLASSIFICATION IN CHEMICAL ENHANCED OIL RECOVERY (CEOR)

**Mohammed Al-Shargabi, Shadfar Davoodi, Minaev K.M.**
Scientific advisor associate professor Minaev K.M.
***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

For the first time, the use of surfactants as an additive in oil reservoir flooding was used in the USA in the 40s of the 20th centuries. According to the nature of hydrophilic head groups, surfactants are majorly divided into four classes: anionic, cationic, zwitterionic, and nonionic surfactants (Fig. 1). Anionic surfactant is the most commonly used type, containing sulfate (-O-$SO_3^-$), sulfonate ($SO_3^-$), or carboxylate (-$COO^-$) groups, though usually in association with an alkaline metal ($Na^+$ or $K^+$) cation. The sulfate surfactant has a better tolerance to salinity for both monovalent and divalent cations, but can be easily decomposed at temperature higher than 60 °C. On the other hand, surfactants containing sulfonate groups are tolerated to high temperature, but sensitive to high salinity and easily precipitate at high divalent cation concentrations. The most commonly used surfactants for CEOR are sulfonate surfactants, which were produced either by direct sulfonation of aromatic groups in refinery streams or crude oils, or by organic synthesis of alkyl/aryl sulfonates. Petroleum sulfonate, synthetic alkyl/aryl sulfonate, internal olefin sulfonate (IOS), alpha olefin sulfonate (AOS), and alkoxy sulfonates have been evaluated for CEOR applications. Equilibrium adsorption for the alkyl aryl sulfonate surfactant was 3.5 mg/$m^2$, whereas its ethoxylated counterpart demonstrated lower adsorption of 0.8 mg/m2 on calcite. Under water-wet conditions, changing the surface redox potential from an oxidized to a reduced state decreased the C14−16 AOS adsorption level by 40%, to ~0.3 mg/g on Berea sandstone cores [1, 2]. At a concentration of 3000 ppm of IOS, increasing the pH from 8.24 to 9.57 decreased surfactant adsorption from 0.760 to 0.161 meq/100 g of rock. Adsorption of C15−18 IOS onto two pure minerals (calcite and quartz) are about the same ~1.1 mg/g, and the adsorption capacity of shales depends on the mineral composition, ranging from 7.0 to 1.7 mg/g. Typically, cationic surfactants are quaternary ammonium compounds (QAC), with the positive charge on the N atom. Nonetheless, cationic surfactants are more expensive than anionic surfactants. Zwitterionic surfactant contains

both anionic and cationic surface charges, such as carboxyl and sulfonate betaines. Nonionic surfactant bears no apparent ionic charge, consisting of non-dissociable functional groups such as alcohols, phenols, ethers, esters, or amides. When opposite charges are present among surfactant and rock surface, surfactant adsorption tends to be higher. Similar behavior is also observed for amphoteric surfactants, which have a greater adsorption on kaolinite surface than anionic surfactant because of the strong electrostatic interactions. The nonionic surfactants adsorption on clay minerals was found to be much higher than anionic surfactants. In a commercial surfactant system, it generally contains surfactant mixtures with a variety of hydrophobic and polar groups. Interactions among surfactant mixtures can result in remarkable interfacial effects owing to changes in surfactant adsorption and also in the charge density of rock surfaces. In terms of anionic-nonionic surfactant blends, the presence of nonionic surfactant decreased adsorption of anionic surfactant on positively charged surfaces, but the adsorption of nonionic surfactant was enhanced. Similarly, the amounts of both nonionic surfactants adsorbed on shale or sandstone surfaces were reduced in the presence of anionic surfactant. On the other hand, the amount of either anionic surfactant or nonionic surfactant adsorption can be minimized on clay minerals when they were mixed with each other. Results showed that the synergistic effect for the coadsorption of cationic-nonionic surfactant mixtures induced wettability alteration of rock surfaces. The underlying mechanism for the adsorption of cationic-nonionic surfactant mixture was thought to be more or less the same for the anionic-nonionic surfactant mixture: hydrophobic interactions and the reduction of the electrostatic repulsions. Because of the risk of precipitation or formulation instability, the adsorption behavior of cationic-anionic surfactant mixtures was seldomly investigated, and more focus was put on their micellar and interfacial properties [1]. The added chemical groups greatly affect surfactant adsorption, such as propoxy (PO, $C_3H_6O$) and ethylene oxide (EO, $C_2H_4O$) groups. It was found that surfactant adsorption on kaolinite clay declined with the increase of the number of PO groups. This is because increasing PO groups make surfactants more hydrophobic and the stronger hydrophobic interactions relatively lessen the interactions between polar heads of the surfactants and the specific sites on the kaolinite clay surfaces. Increasing the EO to hydrocarbon ratio resulted in a substantial decrease in the adsorption of poly(ethylene glycol) monoalkyl ethers on silicas. A lower adsorption was observed on calcite for ethoxylated alkyl aryl sulfonate surfactant compared to its non EO counterpart. Moreover, by incorporating EO units into the surfactant molecule, high solubilization of oil and brine phases were achieved due to the hydrogen bonding of EO and water. Unlike SDS and SDBS systems, the EO groups may bind $Ca^{2+}$ and the interaction between $Ca^{2+}$ and $–O\text{-}SO_3^-$ group decreases, consequently, the anionic surfactant would not easily precipitate by $Ca^{2+}$, i.e., the $Ca^{2+}$ tolerance of anionic surfactants is improved by the introduction of EO groups. A nonyl phenol with 5.1 EO groups has the same hydrophilicity as a dodecylphenol with 8.3 EO groups, but the second one produces twice as much solubilization of octaneand water, whose hydrophilicity can be varied continuously by changing the average EO groups. It was also observed that more the number of EO groups in the anionic surfactant, the higher was the aqueous stability at higher salinities. The influence of the number of EO and PO groups on phase behavior of Guerbet alcohol sulfates have been investigated to select optimal surfactant structures for cosurfactant-free microemulston systems. Moreover, compared to its linear counterpart, the branched structure of phosphate ester surfactants is beneficial to improve the adsorption performance of the gas-liquid interface, but not to the adsorption of the solid-liquid interface [1]. The position of the branching of sulfonate group has a measurable effect on the surfactant adsorption on the alumina surface. Increasing percent of PO and increasing degree of hydrophobe branching of the surfactants leads to increase surfactant adsorption. Surfactant concentration is the most crucial factor to determine the adsorption of the surfactant and adsorption isotherms. At low surfactant concentration below the CMC, surfactant adsorbs as monomers on the mineral surfaces. The adsorption is due to electrostatic interactions for ionic surfactants and hydrogen bonding for nonionic surfactants. As surfactant concentration increases, lateral (hydrophobic) interactions are significant for later surfactant adsorption and surface aggregation takes place. When reaching the CMC, adsorption achieves a plateau and further increasing surfactant concentration gives no influence on adsorption. However, too high surfactant concentration may cause the building of undesirable pressure gradients by the end effect, against the direction of flow. Recently, many researchers proved that adding nanoparticles (NPs) to surfactant foam show an enhancement in the stability of foam, due to the characteristics of the NPs, their performance is not affected by conditions such as high temperature and the presence of oil or salt. In addition, they are difficult to maintain when moving in porous media, so the rock permeability remains virtually unchanged. In addition, its uptake by the reservoir rocks is negligible, and amplifiers are cheap as they can be obtained from various inexpensive sources [3].

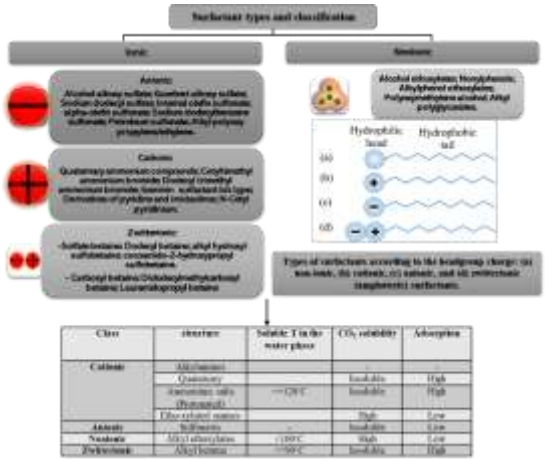


*Fig. 1. Surfactant types and classification*

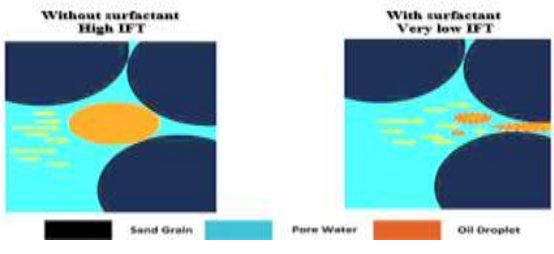



*Fig. 2. mechanism of surfactant for CEOR [2]*

The main mechanism in oil recovery processes using surfactants is to reduce the surface tension at the interface between the displacing and displaced liquids to very low values, at which capillary-retained oil becomes mobile (see Fig.2). Over time, the films between the foam bubbles become thinner due to the liquid draining, the bubbles burst, the foam breaks down and, finally, instead of the foam, one liquid phase remains - a solution of the foaming agent in water or other liquid.

Conclusion

Main factors influence surfactant adsorption, including (i) surfactant characteristics. Types of anionic, cationic, zwitterionic, and nonionic surfactants with different head groups, such as sulfonate and sulfate groups. Surfactant mixtures, surfactant structures with various functional groups, linear chain or branched chain, and surfactant concentrations; (ii) solution chemistry, i.e., solution pH, ionic composition with monovalent and divalent cations, hardness and salinity; (iii) rock mineralogy referred to sandstones, carbonates, and unconventional shales; (iv) and reservoir temperature. In an effort to mitigate surfactant adsorption, various additives and chemical formulations have been proposed with the addition of alkalis (strong alkalis, weak alkalis, and organic alkalis), polymers, nanoparticles, co- solvents, ionic liquids as well as implementing with salinity gradient and low salinity water flooding strategies. Finally, current trends and future challenges in alkalis, sacrificial agents, nanofluids injections, at high salinity and high temperature conditions for surfactant based EOR are outlined, which significantly improve our knowledge in designing and optimizing CEOR with reduced surfactant loss.

References

1. Liu Z. et al. Comprehensive review on surfactant adsorption on mineral surfaces in chemical enhanced oil recovery //Advances in Colloid and Interface Science. – 2021. – Т. 294. – С. 102467.
2. Al-Shargabi M. et al. Carbon Dioxide Applications for Enhanced Oil Recovery Assisted by Nanoparticles: Recent Developments //ACS omega. – 2022. – Т. 7. – №. 12. – С. 9984-9994.
3. Al-Shargabi M. et al. Nanoparticle applications as beneficial oil and gas drilling fluid additives: A review //Journal of Molecular Liquids. – 2022. – С. 118725.

## TELLURIDES IN THE ORES OF THE ABYZ GOLD-PYRITE DEPOSIT (CENTRAL KAZAKHSTAN)

**Nikolaeva A.N.**

Scientific advisors professor Mazurov A.K., associate professor Bolsunovskaya L.M.

***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

The Abyz birthplace is located at the production site of Central Kazakhstan in the Karaganda region, 30 km west of the Kentyube mine. The geological structure includes devonian volcanogenic-sedimentary deposits intruded by intrusive and subvolcanic formations of medium-basic composition. According to previous works [1], two types of ores are widespread at the deposit: solid and disseminated.

The ores of the Abyz deposit are difficult to enrich. Their technological persistence is conditioned by close mineral intergrowth of copper and zinc, with pyrite and rock-forming minerals, a variety of textural and structural features and a complex composition. The average content of gold in ores is 6.6 g/t, silver - 64.6 g/t.

In the course of scientific work using the Tescan Vega 2 SBU device with a thermionic tungsten cathode, a large number of tellurides were discovered, namely: calaverite, petzite, hessite, altaite, chenguodaite, racligite and tellurobismuthite.

Gold is present in mineral form, the predominant amount, which is associated with electrum, is less common in the form of native. About 16% of gold is represented by tellurides (Table 1).

***Table***

***Gold mineralization in ores of the Abyz deposit***

| **Mineral form of gold** | **Percentage, %** |
|---|---|
| Electrum AgAu | 60 % |
| Native gold Au | 24 % |
| Calaverite $AuTe_2$ | 12 % |
| Petzite $Ag_3AuTe_2$ | 4 % |

The more common gold telluride in ores in terms of its chemical composition (Au = 40-43 %, Te = 57-60 %) is represented by calaverite $AuTe_2$. The detected inclusions of oval grains do not exceed 1.5 microns in size. The surface image (Fig. 1) shows that the grains are “overlaid” on pyrite, that is, they belong to a later stage. The rare mineral petzite $Ag_3AuTe_2$ (Au=25-26 %, Te=32-33 %, Ag=41-42 %) was also found in ores in the form of irregular inclusions with a dimension of about 1.45 microns (Fig. 2).

In the process of studying ores, silver tellurides in addition to gold tellurides were identified. With their chemical composition they are represented by hessite $Ag_2Te$ (Ag=62.84 %, Te=37.16 %). The mineral was found as isometric grains, concentrated mainly in pyrite (Fig. 3) and chalcopyrite. Their dimension does not exceed 2.5 microns.

In the course of the work, in addition to the tellurides described above, altaite, chenguodaite, raclidite, and tellurobismuthite were also found.

Altaite (PbTe) is found as irregular grains in pyrite, as well as in chalcopyrite and at the boundary between pyrite and chalcopyrite. The dimension of inclusions is from 5 to 21 microns (Fig. 4). Occasionally, altaite is presented in pyrite grains together with hessite.

Chengguodayite $Ag_9FeTe_2S_4$ is predominantly developed in solid ores. Irregular grains, up to 8.5 microns in size, develop in chalcopyrite. Based on surface images, it can be concluded that chenguodayite develops mainly along microcracks and voids. Chemical composition: Fe = 3.97 %, Ag = 68.77 %, Te = 18.05%, S = 9.21 %.

Rakligite $(Bi,Pb)_3Te_4$ is found in disseminated ores in the form of irregular segregations 8-17 microns in size, filling voids in pyrite. Chemical composition: Bi = 41.39 %, Te = 44.93 %, Pb = 13.68 %.

Tellurobismuthite Bi2Te3 is found in ores as irregular inclusions in pyrite grains. The dimension of the mineral reaches no more than 8 microns and is presented as emulsion precipitates in pyrite, that is, it belongs to a later phase.

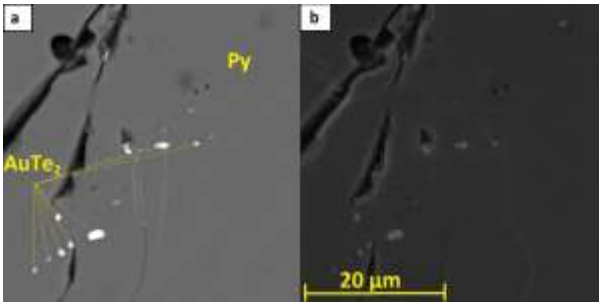



***Fig. 1. SEM image in backscattered (a) and secondary (b) electrons, showing grains of calaverite ($AuTe_2$) in pyrite (Py)***

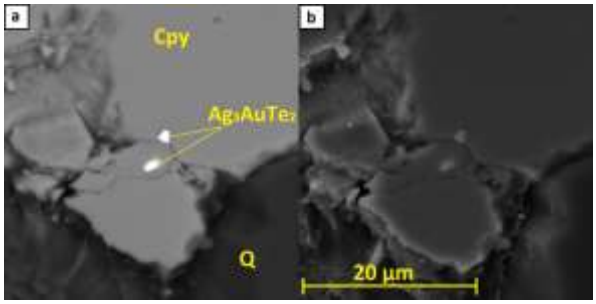



***Fig. 2. SEM image in backscattered (a) and secondary (b) electrons showing irregular grains of petzite ($Ag_3AuTe_2$ ) in chalcopyrite (Cpy) in association with quartz (Q)***

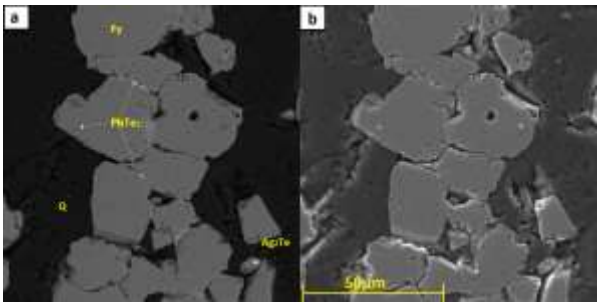



***Fig. 3. SEM image in backscattered (a) and secondary (b) electrons, showing irregular hessite ($Ag_2Te$) precipitates in pyrite (Py) grains in association with altaite (PbTe) in pyrite voids***

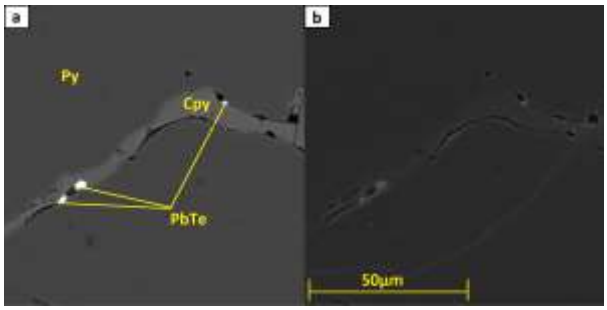



***Fig. 4. SEM image in backscattered (a) and secondary (b) electrons, showing incorrect segregations of altaite (PbTe) in chalcopyrite (Cpy)***

References

1. Buryak V.A. Metamorphism and ore formation. – M.: Nedra, 1982. – 256 p.
2. Betekhtin A.G. Course of mineralogy: textbook. - M.: KDU, 2007. - 721 p.
3. Fallon E.K., Petersen S., Brooker R.A., Scott T.B. Oxidative dissolution of hydrothermal mixed-sulphide ore: an assessment of current knowledge in relation to seafloor massive sulphide mining. Ore Geology Reviews, 2017, vol. 86, pp. 309–337.
4. Dyusembayeva K.Sh. Mineralogical and geochemical features of the ores of the gold-pyrite-copper-zinc deposit Abyz:
5. Central Kazakhstan: dissertation of the candidate of geological and mineralogical sciences: 04.00.20. - Alma-Ata, 1992. – 221 p.

# GEOMAGNETISCHE SCHWANKUNGEN WÄHREND DES TOHOKU-ERDBEBENS 2011

**[1,2]Riabova S.A.**

*[1]Institut für Physik der Erde benannt nach O.Yu. Schmidt von der Russischen Akademie der Wissenschaften, Moskau,*

*[2]Sadovsky-Institut für die Dynamik der Geosphären der Russischen Akademie der Wissenschaften, Moskau, Russland Russland*

In diesem Artikel untersuchen wir die geomagnetischen Schwankungen, die das Tohoku-Erdbeben von 2011 begleiteten, auch bekannt als das Große Ostjapanische Erdbeben, das sich an der Ostküste der Insel Honshu (Japan) ereignete und eine momentane Magnitude (Mw) von 9,0 aufwies.

Dieses Erdbeben wurde am Freitag, den 11. März 2011 um 05:46:23 UTC durch einen Unterwasser-Megaschock ausgelöst, wobei sich das Hypozentrum (38,322° N, 142,369° E) in einer Tiefe von etwa 24 km befand. Dies ist das stärkste bekannte Erdbeben in Japan. Das Erdbeben verursachte einen extrem zerstörerischen Tsunami (Wellenhöhe erreichte 38,9 m), der Japan traf und einen schweren Unfall im Kernkraftwerk Fukushima-1 verursachte.

Besonders hervorzuheben ist, dass dem Hauptbeben eine ganze Reihe von Vorbeben (45 Ereignisse) mit Momentanstärken von 4,0 bis 7,5 am 9. März 2011 und (16 Ereignisse) mit Momentanstärken von 4,0 bis 5,6 am 10. März 2011 vorausgegangen sind [1]. Außerdem folgte auf die Hauptbeben des Großen Japan-Erdbebens eine ganze Reihe von Nachbeben mit einer Magnitude von 7,4, deren Anzahl mit $Mw \geq 4,5$ 1100 überstieg [3].

Unter den Nachbeben war das Erdbeben mit Mw = 7,9 das stärkste, das sich ebenfalls am 11. März ereignete, allerdings etwa eine halbe Stunde nach dem Hauptbeben.

Daten zum tektonischen Umfeld, zur Fokusmechanik und zu den Parametern des Tohoku-Erdbebens von 2011. sind in [7] angegeben. Interessant ist die Tatsache, dass die während des großen Erdbebens in Ostjapan beobachteten Verschiebungen nicht mit der klassischen Theorie der Plattentektonik erklärt werden können. Es wird angenommen, dass das seismische Ereignis von Tohoku eine Manifestation der modernen geodynamischen Entwicklung des Japan-Bogens und der Kurilen ist, die sich in der vertikalen Anhebung und horizontalen Bewegung des Kontinentalhangs über dem Tiefwassergraben zusammen mit dem fortschreitenden und irreversiblen Absinken ausdrückt der Meeresterrasse und der angrenzenden Ostküste der Insel [4].

Die Verfügbarkeit und Qualität geomagnetischer Daten sind sehr wichtige Faktoren bei der Untersuchung anomaler geomagnetischer Variationen im Zusammenhang mit seismischer Aktivität. Eine notwendige Voraussetzung, um hinreichend verlässliche Ergebnisse zur Identifizierung anomaler geomagnetischer Variationen bei Erdbeben zu erhalten, ist auch die Verwendung von Daten aus einem Netz von Stationen [2, 5, 6].

In der vorliegenden Studie bietet uns die Verfügbarkeit geomagnetischer Daten von vielen Observatorien eine gute Gelegenheit, anomale geomagnetische Variationen zu untersuchen, die mit dem Tohoku-Erdbeben von 2011 in Verbindung gebracht werden könnten.

Die Daten der Registrierung von drei Komponenten der magnetischen Induktion auf der Erdoberfläche, die an den Observatorien des internationalen Stationsnetzes Intermagnet und auch am Mikhnevo Geophysical Observatory (MHV) der föderalen staatlichen Haushaltsanstalt für Wissenschaft durchgeführt wurden Sadovskij Institut für Geosphärendynamik der Russischen Akademie der Wissenschaften.

Um einen Vergleich zu ermöglichen, wurden die magnetischen Registrierungsdaten an ein gemeinsames geografisches Koordinatensystem und an die koordinierte Weltzeit (UTC) angepasst.

Es ist bekannt, dass bei der Entwicklung von Lagerstätten der Spannungs-Dehnungs-Zustand von Gesteinen umverteilt wird, der Gesteinsdruck zunimmt, was zu Gesteinserschütterungen und von Menschen verursachten Erdbeben führt. Bei solchen Prozessen finden im Gestein aktive mechanische und elektrische Umwandlungen statt, die zu Störungen des elektromagnetischen Feldes führen. In Verbindung mit dem Obigen können die Ergebnisse von Beobachtungen von Variationen im Erdmagnetfeld bei der Konstruktion von Algorithmen zur Vorhersage von sowohl natürlichen als auch von Menschen verursachten Erdbeben und Steinschlägen verwendet werden. Gleichzeitig sollte bedacht werden, dass es bei starken Magnetstürmen schwierig sein kann, weniger Amplitudenstörungen lithosphärischen Ursprungs zu erkennen.

Es stellte sich heraus, dass die spektralen Schwankungsspitzen im Bereich von 5–13 min (der Bereich der magnetischen Pulsationen Pc5–Pc6) an Stationen in mittleren Breiten auf die entsprechenden Schwankungen in den mit Prozessen verbundenen Komponenten des interplanetaren Magnetfelds zurückzuführen sein können im Sonnenwind. Diesem Effekt von Schwankungen in den IWF-Komponenten wird zu wenig Beachtung geschenkt.

Geomagnetische Schwankungen mit Perioden von mehr als 13 min werden als Ergebnis der Ausbreitung langsamer magnetohydrodynamischer (MHD) Wellen interpretiert, die in der Ionosphäre durch einen akustischen Impuls nach Erdbeben angeregt werden.

Es ist bekannt, dass bei der Entwicklung von Lagerstätten der Spannungs-Dehnungs-Zustand von Gesteinen umverteilt wird, der Gesteinsdruck zunimmt, was zu Gesteinserschütterungen und von Menschen verursachten Erdbeben führt. Bei solchen Prozessen finden im Gestein aktive mechanische und elektrische Umwandlungen statt, die zu Störungen des elektromagnetischen Feldes führen. In Verbindung mit dem Obigen können die Ergebnisse von Beobachtungen von Variationen im Erdmagnetfeld bei der Konstruktion von Algorithmen zur Vorhersage von sowohl natürlichen als auch von Menschen verursachten Erdbeben und Steinschlägen verwendet werden. Gleichzeitig sollte bedacht werden, dass es bei starken Magnetstürmen schwierig sein kann, weniger Amplitudenstörungen lithosphärischen Ursprungs zu erkennen.

## Literatur

1. Lutikov, A.I. Great Tohoku earthquake of March 11, 2011: Preliminary seismological analysis [Text] / A.I. Lutikov // Izvestiya, Atmospheric and Oceanic Physics. – 2011. – V. 47. – P. 971–977.

2. Riabova, S.A. Geomagnetic effect of the strong 2011 Tohoku earthquake [Text] / S.A. Riabova // GIAB. Mining Informational and Analytical Bulletin. – 2019. – V. 4. P. 137–151. DOI: 10.25018/0236-1493-2019-04-0-137-151.
3. Rodkin, M.V. Megaearthquake of March 11, 2011, in Japan: The event magnitude and the character of the aftershock sequence [Text] / M.V. Rodkin, I.N. Tikhonov // Izvestiya, Atmospheric and Oceanic Physics. – 2011. – V. 47. – P. 941–950.
4. Rogozhin, E.A. March 11, 2011 M 9.0 Tohoku Earthquake in Japan: Tectonic setting of source, macroseismic, seismological, and geodynamic manifestations [Text] / E.A. Rogozhin // Geotectonics. – 2011. – V. 45(5). – P. 337–348.
5. Spivak, A.A. Geomagnetic variations during strong earthquakes [Text] / A.A. Spivak, S.A. Riabova // Izvestiya Physics of the Solid Earth. – 2019. – V. 55(6). – P. 811–820. DOI: 10.1134/S1069351319060077.
6. Spivak, A.A. The geomagnetic effect of earthquakes [Text] / A.A. Spivak, S.A. Riabova // Doklady Earth Sciences. – 2019. – V. 488(1). – P. 1107–1110. DOI: 10.1134/S1028334X19090216.
7. Tikhonov, I.N. Tectonic and seismological aspects of the Great Japan earthquake of March 11, 2011 [Text] / I.N. Tikhonov, V.L. Lomtev // Geodynamics and Tectonophysics. – 2015. – Vol. 2(2). DOI: 10.5800/GT-2011-2-2-0038.

## ANALYSE DER TÄGLICHEN VARIATIONEN GEOMAGNETISCHER DATEN AM BELSK-OBSERVATORIUM NACH DER CHAMPMAN-MILLER-METHODE DER CHAMPMAN-MILLER-METHODE

**[1,2]Riabova S.A.**

***[1]Institut für Physik der Erde benannt nach O.Yu. Schmidt von der Russischen Akademie der Wissenschaften, Moskau, Russland Russland***

***[2]Sadovsky-Institut für die Dynamik der Geosphären der Russischen Akademie der Wissenschaften, Moskau, Russland Russland***

Die Chapman-Miller-Methode ist eine der klassischen Methoden, die häufig zur Bestimmung der täglichen Mondvariation geophysikalischer Daten verwendet wird. Viele geophysikalische Eigenschaften werden durch den Gezeitenantrieb aufgrund des Mondeinflusses beeinflusst [7, 8]. Dieses Phänomen ist von großem Interesse und verdient große Anstrengungen, um es vollständig zu verstehen [4, 5].

Das Studium der täglichen geomagnetischen Schwankungen des Mondes wurde 1841 von Krail M. begonnen, der unter Verwendung von Daten aus der Prager Deklination in der Bohemian Scientific Society bekannt gab, dass er nach dieser Entdeckung den Einfluss des Mondes auf die Schwankungen des Erdmagnetfeldes entdeckt hatte.

Der Hauptzweck der Chapman-Miller-Methode besteht darin, Tagesschwankungen aufgrund der Wirkung des Mondes zu bestimmen und als Nebenergebnis Schwankungen zu erhalten, die Perioden von Sonnentagen oder deren Bruchteile aufweisen [1, 2]. Der Hauptvorteil der Chapman-Miller-Methode besteht in der Fähigkeit, unvollständige Datensequenzen zu analysieren [3, 6].

In diesem Artikel wird die Chapman-Miller-Methode verwendet, um die täglichen Schwankungen des Mondes in geomagnetischen Daten zu analysieren, die am Belsk Observatory aufgezeichnet wurden.

Variationen der drei Komponenten des Erdmagnetfeldes werden am Belsk Observatory von einem Torsionsmagnetometer mit einem Quarzvariometer vom Typ Bobrov aufgezeichnet []. Daten über die am Belsker Observatorium aufgezeichneten Komponenten des Erdmagnetfelds sind auf der INTERMAGNET-Website verfügbar. Die geografischen Koordinaten des Belsker Observatoriums sind 51,837° nördlicher Breite und 20,792° östlicher Länge.

Experimentelle Studien wurden im Rahmen der staatlichen Aufgabe des IDG RAS Nr. 1021052706233-4-1.5.4 „Manifestation von Prozessen natürlichen und technogenen Ursprungs in geophysikalischen Feldern (FMWN-2022-0012), Interpretation der Ergebnisse durchgeführt wurde im Rahmen der staatlichen Aufgabe des IPE RAS durchgeführt.

Literatur

1. Green, P. Lunar and solar daily variations of the geomagnetic field at Watheroo, Western Australia / P. Green, S.R.C. Malin // Journal of Atmospheric and Terrestrial Physics. – 1971. – Vol. 33. – P. 305–318.
2. Huang, Y.-N. Solar and lunar daily variations of the geomagnetic field at Lunping / Y.-N. Huang // Geophysical Journal International. – 1980. – V. 61(3). – P. 601–622. DOI: 10.1111/j.1365-246X.1980.tb04834.x.
3. Malin, S.R.C. The determination of lunar daily geophysical variations by Chapman-Miller method / S.R.C. Malin, Chapman S. // Geophysical Journal International. – 1970. – Vol. 19. – P. 15–35.
4. Riabova, S. Geomagnetic diurnal variation at Mikhnevo Geophysical Observatory / S. Riabova // Processes in GeoMedia. – 2021. DOI: 10.1007/978-3-030-53521-6_42.
5. Riabova, S.A. Geomagnetic variation peculiarities at middle latitudes of the East European Platform / S.A.Riabova, A.A. Spivak // Geomagnetism and Aeronomy. – 2017. – Vol. 57(2). – P. 199–206.
6. Shiraki, M. Solar and lunar daily geomagnctic variations at Kakioka, Japan, 1958–1973 / M. Shiraki // Geophysical Magazine. – 1977. – Vol. 38. P. 37–69.
7. Tschu, K.K. On the practical determination of lunar and luni-solar daily variations in certain geophysical data / K.K. Tschu // Australian Journal of Scientific Research. – 1949. – V. A. 2. – P. 1–24.
8. Yamazaki, Y. Geomagnetic lunar and solar daily variations during the last 100 years / Y. Yamazaki, M.J. Kosch // Journal of Geophysical Research: Space Physics. – 2014. – Vol 119. P. 6732–6744.

## INTERSECTION OF SCIENCES: GRAPH THEORY APPLICATION IN WELLS DRILLING

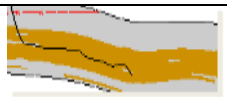
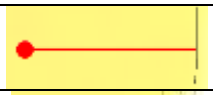
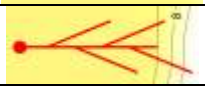
**Sayfullin A.A.**
Scientific advisors head of division Pupkov N.V., project manager Mubarakshin L.N.
***Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia***

With the development of computer technologies many production processes have been improved. The approaches used in oil and gas business have been greatly modernized and optimized since the middle of the 20th century. However, there is still a large area of issues that is not affected in. So, for example, in oilfield development there are many aspects that still require automation. The paper describes an approach that allows engineers to determine the optimal well trajectory. The proposed method is based on graph theory and calls for increasing oil production. It is worth noting that today there is no single approach or software that allows solving this problem without multiple model runs. So this area is quite relevant and promising in terms of its development.

Determining well trajectory is a technologically complex process that strongly depends on saturation, depositional environment and well design. The problem consists of stages, including a sequential solution. Today, many stages have already been solved, but the case of fish-bone wells is still being elaborated, as it requires a more comprehensive analysis.

***Table 1***

***Project Stages***

| № | Stage | Sub Stage | | Status |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Maneuver |  | Cross-section | Done |
| | | | Lateral | Done |
| 2 | Saturation | Oil saturated | | Done |
| | | Oil-water saturated | | Done |
| | | Gas-oil saturated | | Done |
| | | Gas-oil-water saturated | | Done |
| 3 | Well design |  | Horizontal | Done |
| | |  | Fish-bone | Test |

The approach is based on the application of Dijkstra's algorithm for defining the optimal path [1]. The model cells are the graph nodes and there is an edge. If this part of the trajectory is technologically possible to drill, the edge weight is a geological parameter. Interaction is made based on the test software, in which a user enters coordinates of a horizontal well beginning and end. Further the optimal trajectory is calculated and the results are uploaded in form of a simulation model.

After the algorithm program realization, numerical calculations were carried out on the simulation model, confirming the efficiency of the approach. The model runs were compared with the existing solutions. Thus, a list of all experiments are presented: 1) comparison with the planned well, 2) comparison with the approved solution, 3) trajectory testing with maneuvers in the cross-section and in plan, 4) comparison with multiple model runs.

Figure 1 shows an example of a trajectory drawn by an engineer (blue line) and a trajectory calculated using the algorithm (black line). It can be seen from the graphs that the trajectory proposed by the algorithm is more efficient (Figure 2).

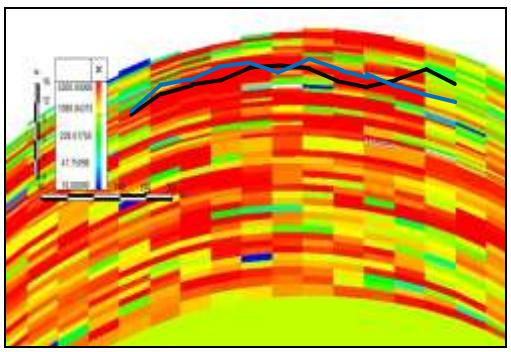


***Fig. 1. Permeability cross-section***

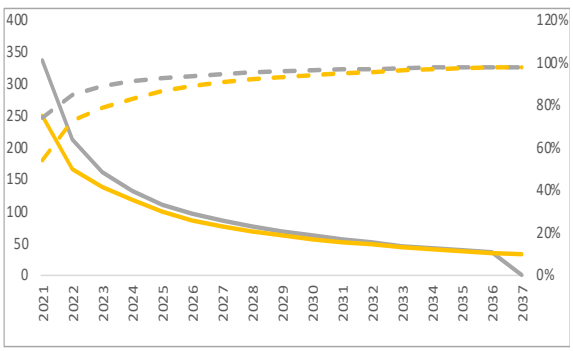



***Fig. 2. Oil Rate & WC***

Also below the results of comparing the algorithm with multiple model runs, it should be noted that the proposed algorithm is comparable in efficiency in terms of accumulated oil (Figure 3), but requires significantly less computational resources and time (Table 2).

***Table 2***

***Recourse comparison***

| Parameter | MVC | Algorithm |
|---|---|---|
| t calculations | 7.5 h | 20 sec |
| t preparing | 2-5 h | 2 min |
| N calculations | 300 | 1 |
| Memory | 68 GB | 227 MB |
| Drillnes | ± | + |

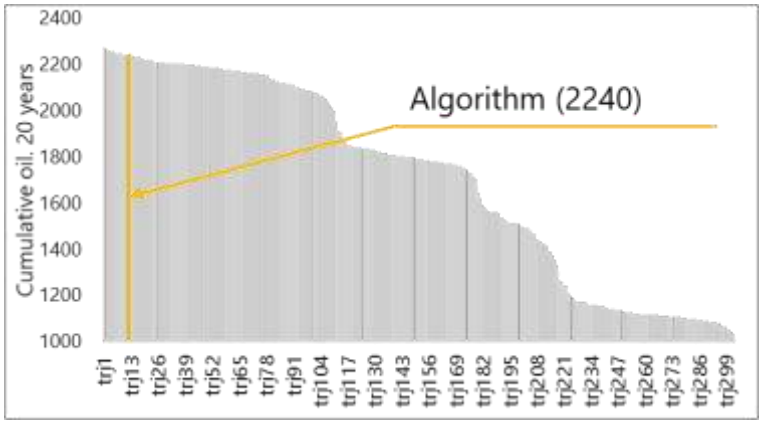



***Fig. 3. Cumulative oil***

From the analysis of the above results, it can be summed up the method proposed is quiye efficient. The algorithm significantly reduces routine work of an engineer and determines the optimal well trajectory due to mathematical analysis. The algorithm is also more resource-efficient. Further plans for the development of the project include modifications of the approach to be able to determine the trajectory of not only horizontal wells, but also fish bone wells. Also, a large number of tests are needed and improvements to the user interface. Since the algorithm is suitable for operational solutions, it shall be implemented in the process of geo-stirring and geo-watching, as well as in conjunction with multiple model runs to significantly reduce the number of realizations.

References

1. Dijkstra's algorithm. Search for optimal routes on the graph [Electronic resource] // https://habr.com/ru/post/111361 / (accessed: 02.28.2022).

## APPLICATION OF AN ECO-FRIENDLY GREEN ADDITIVE FOR DRILLING FLUIDS

**Shadfar Davoodi[1], Mohammed Al-Shargabi[1], Minaev K.M[1].**
Scientific advisor associate professor Minaev K.M.
***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

Several studies have found that the chemical and conventional additives used to reduce fluid loss can have both immediate and long-term negative effects on the surrounding environment, habitats, and ecosystems. Because of these drawbacks, the selection of additives for drilling fluid formulation has grown more challenging from both an environmental and economic standpoint. The preservation of the ecology and ecosystems has taken precedence over hydrocarbon development. As a result, the use of natural, biodegradable, non-toxic, and environmentally friendly green materials has emerged as an acceptable alternative for reducing the negative effects of drilling fluids on onshore and sensitive offshore habitats. The initial application of natural, local, eco-friendly ingredients in drilling fluids was to prevent lost circulation [1,2]. Some examples of lost circulation materials (LCMs) that have been suggested or used in drilling fluids are date tree trunk fibers, coconut coir, rice fractions, and cocoa bean shells. The successful uses of these natural LCMs in the drilling industry have heightened interest in using similar low-cost green waste materials for other reasons, such as managing fluid loss behavior, suppressing shale swelling, and changing fluid rheology. Some research has been conducted on the corrosion prevention efficacy of environmentally friendly green waste for metallic surfaces in tough acidic and saline conditions [3]. The impacts of dried saffron purple petals (SPP) powder on the rheological, and fluid loss characteristics of bentonite-based drilling fluids were investigated in this paper. The SPP powder are shown in Fig 1 [3].

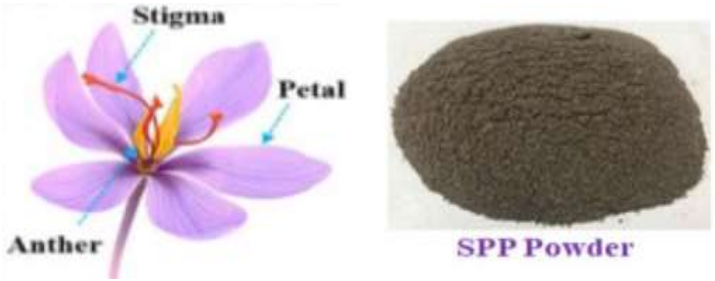



***Fig. 1. SPP powder.***

Fresh SPPs were collected in Iran's Khorasan Razavi region. 50 g of SPPs were rinsed with freshwater, dried, and milled to make the SPP powder. Mojallali Co. provided NaCl (98%) and acetone (96%) for this study (Iran). Analytical bentonite was purchased from (KTA Co., Tehran, Iran). For all electrochemical studies, mild steel (ST12, Foolad Mobarake Co., Iran) plates with dimensions of 10 cm 5 cm 0.2 cm were employed as working electrodes. Table 1 shows the formulation of fluid samples.

***Table***

***Fluid samples formulation***

| Content | Fluid sample | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Base fluid | 1 wt % SPP | 2 wt % SPP | 3 wt % SPP |
| Freshwater (cc) | 500 | 500 | 500 | 500 |
| Soda ash | 0.03 | 0.03 | 0.03 | 0.03 |
| Caustic soda | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 |
| NaCl (wt %) | 3.5 | 3.5 | 3.5 | 3.5 |
| Bentonite (wt %) | 10 | 10 | 10 | 10 |
| SPP powder (wt %) | - | 1 | 2 | 3 |

In this study, dried saffron purple petals powder (SPP) was used as an ecofriendly green addition in a bentonite-based drilling fluid (EDX-mapping images of the SPP powder is shown in Fig.2), and the impacts of SPP on the rheological characteristics, and filtration behavior of drilling fluids were studied. Rotary viscometry and RMS findings revealed a significant improvement in the rheological characteristics of the SPP-filled muds, with the consistency index and yield stress increasing by 94.4 percent and 233.4 percent, respectively, in the presence of 3 wt percent SPP powder. Therefore, the rheological properties of mud samples containing the SPP powder should be different from base mud. The shear viscosity and shear stress curves for the prepared mud samples as a function of shear rate are shown in Fig. 6. The obtained results from the RMS test indicate a pseudo-plastic behavior for all the mud samples. Of note, increasing the SPP content enhances the shear viscosity, which in turn, increases shear stress. As a result of the excellent rheological and filtration performance of drilling fluids containing SPP powder, SPP was introduced as a powerful viscosifier agent for drilling fluid applications. Filtration behavior of drilling fluids in the presence of SPP powder revealed a significant decrease, with the integration of 1–3 wt percent SPP powder resulting in a 23–45 percent reduction in filtrate volume when compared to the base mud (see Fig. 3, 4 and 5). The SPP powder demonstrated its efficacy as an eco-friendly rheological modifier and fluid loss controller in rotary viscometry, RMS, and filtering tests. To observe whether the presence of the SPP powder could affect the microstructure of the mud cakes, the morphology of the mud cakes de- posited from the base mud and the mud with the content of 3 wt% SPP powder was investigated using FE-SEM analysis.

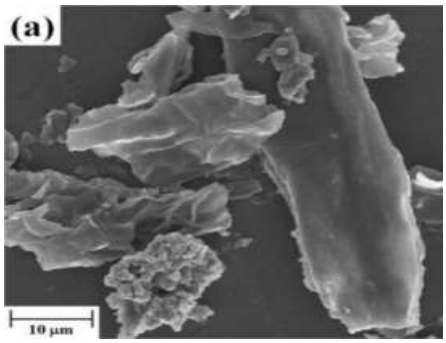



***Fig. 2. EDX-mapping images of SP***

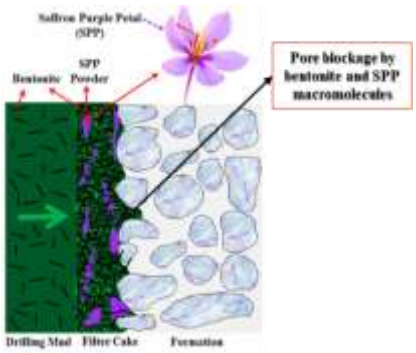



***Fig. 3. The creation of a mud cake in the presence of SPP powder is depicted schematically.***

The shapeless particles of the SPP powder have a micro-sized dimension with a broad particle size dispersion, as shown in Fig. 2a. The primary elements in the chemical structure of SPP, according to the EDX and elemental mapping studies, are O (35.5 wt percent) and C. (60.8 wt percent).

The elemental mapping of inorganic and organic components for the foundation mud and mud cake with 3 wt percent SPP powder is shown in Fig. 3. The basic mud comprises Mg, O, Si, and Al elements derived from the crystalline clay minerals' smectite groups, as seen in Fig. 3a.

The elemental mapping and FE-SEM findings verified the presence of SPP fiber structures in the filtrate cake, establishing a physical network structure and filling cake cavities, fissures, and irregularities in the mud filtrate cake.

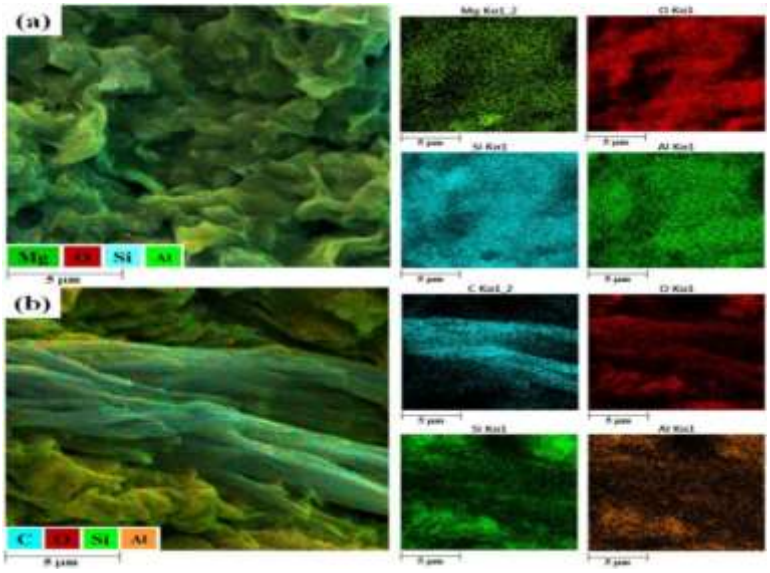



***Fig. 4. Elemental mapping photos for the basic mud (a) and the mud with 3 wt% SPP powder, as well as the filtrate cakes (b).***

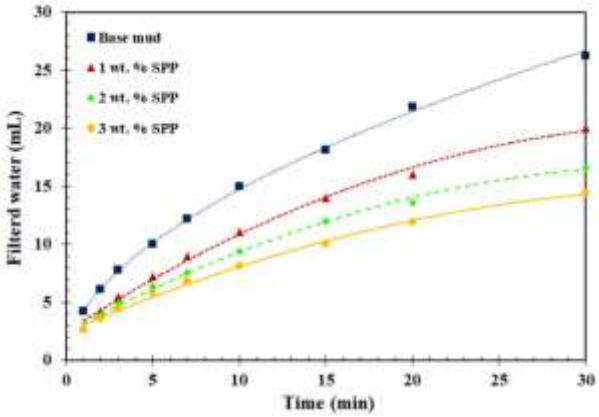



***Fig. 5. Filtration results for prepared base mud and muds containing 1, 2, and 3 wt% SPP powder***

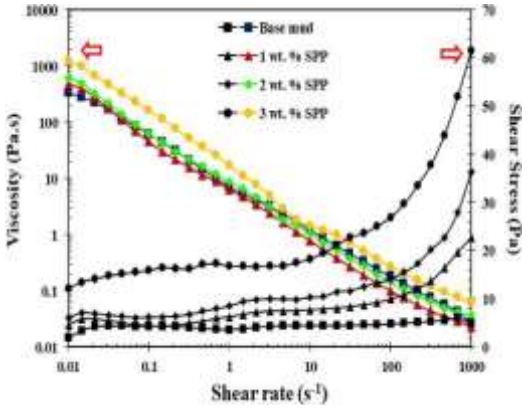



***Fig. 6. Shear viscosity (colored) and shear stress (black) curves for the prepared mud samples containing 1, 2, and 3 wt % SPP powder as a function of shear rate.***

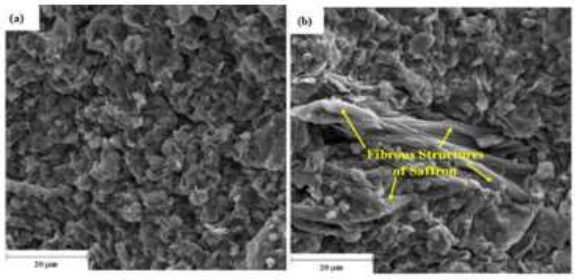



***Fig. 7. FE-SEM micrograpf of dried mud cakes (3 wt% of SPP)***

Looking more closely at Fig. 7a and b, it can be seen the deposited fibrous SPP acted as a plaster covering the cake voids, leading to a de- crease in the permeability of mud cake, and subsequently, the dramatic improvement in the filtration behavior.

The presence of 3wt % of the SSP in the fluid significantly improved the fluid's yield stress and consistency index by 223.3% and 94.4%, respectively compared to those of the base mud. The filtration performance and cake formation results confirmed a 45% enhancement in the permeation barrier behavior of the fluid containing 3wt % SPP powder. Furthermore, having SPP as an organic green additive would leave no damaging effects on the surrounding environment and ecosystem.

References

1. Davoodi S. et al. Application of a novel acrylamide copolymer containing highly hydrophobic comonomer as filtration control and rheology modifier additive in water-based drilling mud //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – T. 180. – C.747-755.
2. Davoodi S. et al. A novel field applicable mud formula with enhanced fluid loss properties in high pressure-high temperature well condition containing pistachio shell powder //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – T. 162. – C.378-385.
3. Ghaderi S. et al. Application of sustainable saffron purple petals as an eco-friendly green additive for drilling fluids: A rheological, filtration, morphological, and corrosion inhibition study //Journal of Molecular Liquids. – 2020. – T. 315. – C. 113707.

## INVESTIGATION OF THE STRESS-STRAIN STATE OF THE PROCESS PIPING OF THE COMPRESSOR STATION UNDER THE DYNAMIC LOADS

**Schreder A.S.**

Scientific advisors associate professor Rudachenko A.V., associate professor Bolsunovskaya L.M.

***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

During the operation of the compressor station on the technological piping of the gas compressor unit (hereinafter GCU), in addition to the static load from the pressure of the transported gas, there is a dynamic vibration load transmitted from the gas compressor unit [1].

In this work, the pipeline fittings of the gas compressor unit, modeled in the software, were analyzed for static and dynamic loads. The mean square value of the vibration velocity and changes in the elevations of the pipeline over time at characteristic points were also experimentally determined. Also, a dynamic analysis of pipeline fittings was carried out when setting the operating pressure in the frequency range from 0 to 2000 Hz, as a result of which the most dangerous point of the GPA pipeline fittings and ways to reduce this load were determined, taking into account damping properties.

During the operation of the gas compressor unit, dynamic loads occur, presented in the form of vibration, which reduces the reliability of pipeline valves. These loads can be expressed in terms of RMS vibration velocity at characteristic points of the GPU. Figure 1 shows the points on the supports where the root mean square velocity was measured.

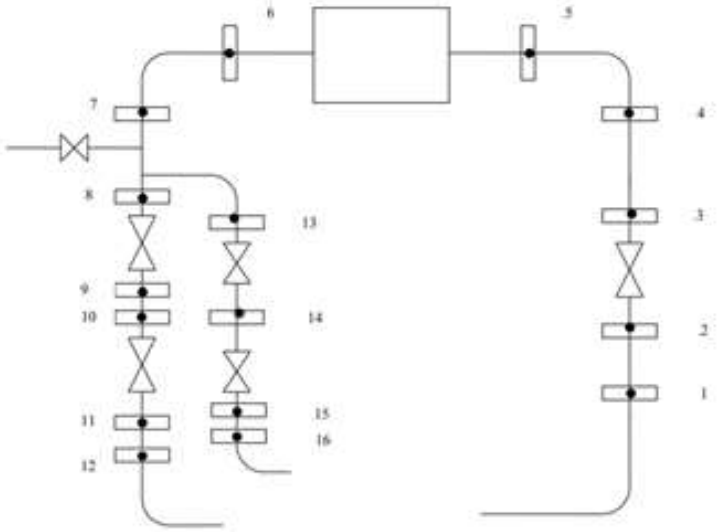



***Fig. 1. Scheme of point location for measuring vibration of piping supports***

Based on the results obtained empirically, a graph of the RMS vibration velocity at characteristic points was built.

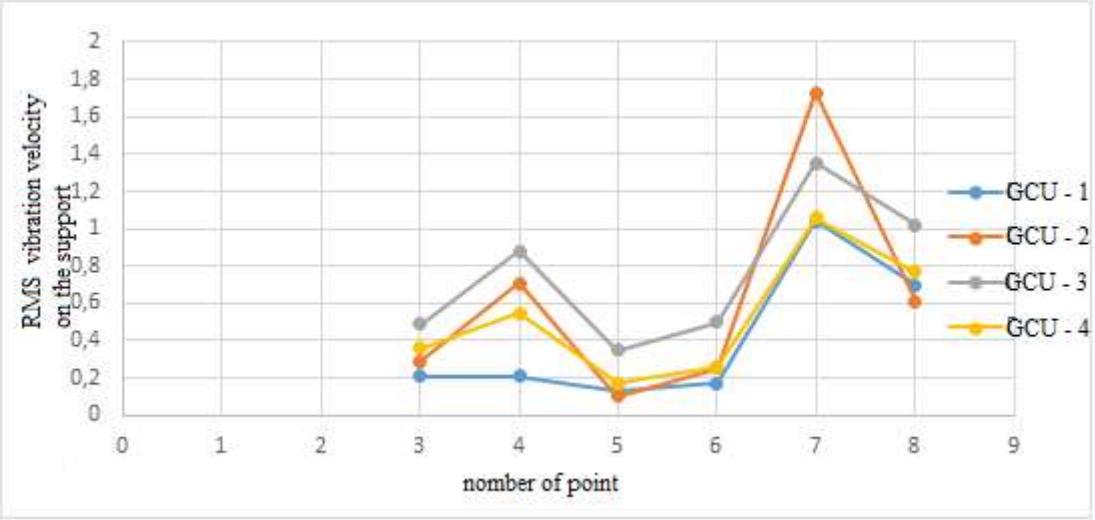



***Fig. 2. Vibration velocity RMS at characteristic points***

For this purpose, the working pressure pulsation (5.4 MPa) was set in the frequency range from 0 to 2000 Hz

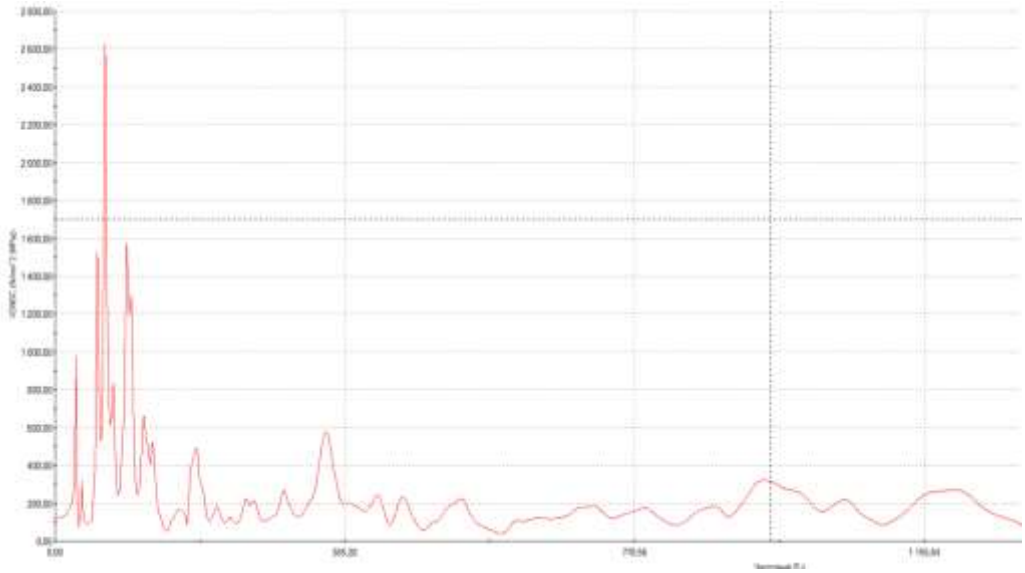


***Fig. 3. Frequency response of piping***

As can be seen from the graph, the maximum stresses arising in the PCS are in the frequency range from 4 to 200 Hz. It can be concluded that the optimal operating mode of the piping lies in the range from 200 to 2000 Hz. As a consequence, this model makes it possible to determine the frequency range in which the lowest stresses occur, as well as the local areas of these places, which are the most dangerous and require special attention.

## References

1. Diagnostirovanie sostoynia tryboprovodnx obvyazok kompresornx stanziy / Ramazanov R.M., Ramazanov R.M., Gubaidullin K.Zh. // Zhur. «Dostizenie nayki I obrazovania», 2020, № 2, c. 5-11.
2. CTO Gasprom 2-2.3-324-2009 Diagnostirovanie vibrojbsledovanie texnologicheskix truboprovodov kompresornx zexov c zentrobezhnmi nagnetatelyami.
3. Bruyaka V.A.. inzenernsi analiz v ANSYS Workbench: Yhebnoe. pocob./ V.A. Bruyaka, V.G. Fokin, E.A. Solduova, N.A. Glazunova, I.E. Adeyanov. – Samara: Samar. gos. texn. yn-t, 2010. – 271c.

## ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF MODERN PROPPANTS USING HYDRODYNAMIC MODELING FOR THE OIL FIELD IN WESTERN SIBERIA

**Snegirev M.A.**
Scientific advisor petroleum engineer Solovev V.V.
***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

Oil reserves of most fields at both Western Siberia and Russia as a whole, are hard-to-recover, which means that they are located in deposits confined to low-permeable and poorly drained reservoirs. Hydraulic fracturing (fracking) is one of the most commonly used methods of stimulating production, used to make the extraction of oil from such deposits profitable.

Russian oil and gas companies, along with the leading global giants of the industry, strive for the use of the most advanced technologies and materials so as to maximize profits and reduce environmental risks. At request of Gazpromneft Science & Technology Centre, together with the Heriot-Watt center, for the purpose of increasing oil production at the specific field, an analysis of more than 30 scholarly works on the study of proppants for the past year has been carried out. This paper provides a brief critical review of the two types of proppant, approved by Gazpromneft Science & Technology Centre for the follow-up examination, as well as the results of mathematical modeling. [2]

According to the totality of technical, technological and economic parameters, two types of propping agents have been recognized as the most appropriate: SD3 and FCFP.

The first one, SD3, is a novel type of ceramic proppants with high physical and mechanical properties based on serpentinite rocks. The uniqueness of the proppant is based on the transformation of hard-to-sinter forsterite into enstatite after the sintering process. This effect is achieved by adding diatomite raw materials to the pre-calcined serpentinite, which leads to the reduction of the firing temperature from 1300–1350 °C to 1280–1250 °C. This made it possible to develop compositions and technological parameters for obtaining magnesia-silicate proppants with a bulk density of 1.58–1.62 g/cm3 at a firing temperature of 1250–1300 °C, capable of withstanding breaking pressure up to 52 MPa. These characteristics allow less energy to be spent on manufacturing the SP3 proppant, while at the same time producing a very qualitative proppant. [1]

The second one is the fully coupled fiber–proppant (FCFP), which is developed from the resin-coated proppant with the application of fiber. There were some conclusions made after the experiment: 1) the FCFP had a high channel rate and pavement efficiency in both fresh water and hydraulic fluid with different viscosities. 2) The FCFP formed a cellular pattern in the fracture and self-grafted to support the groups, establishing high-porosity channels. 3) The FCFP was not temperature sensitive and could easily float into the secondary fracture. 4) The application of FCFP was eco-friendly by adding some polymer (with few modified fibers) and could be used without the polymer of fracture fluid. [3]

A further step was to carry out mathematical modeling of the hydraulic fracturing process in the tNavigator software. The model of the field under study was provided by Gazpromneft, the main initial data were presented by the following characteristics: rock closure pressures in the range: 3000-6000 psi (or 210-414 atm); range of cyclic loads: 20 - 100 atm; range of formation pressure values: 220-270 atm; range of formation permeability values: 0.08 - 9.2 mD; oil viscosity range: 0.4-3 cPs; water viscosity range: 0.1-1 cPs. The key properties of the proppant were specified in the model according to the manufacturer of this type of proppant or replaced by properties of similar types of propping agent. Quartz sand was used to compare with the effect of new proppant types. The data on proppant required for further calculation of the fracking process is shown in Table 1.

***Table***

***The Initial data on proppants for further calculations***

| Closure pressure, atm | FCFP permeability, mD | SD3 permeability, mD | Quartz sand permeability, mD |
|---|---|---|---|
| 138 | 420 | 432 | 395 |
| 276 | 385 | 392 | 358 |
| 405 | 340 | 342 | 312 |
| 542 | 260 | 277 | 234 |
| 681 | 205 | 215 | 195 |
| 819 | 155 | 170 | 132 |
| 957 | 110 | 125 | 98 |

Next, oil and water flow rates were calculated for each proppant with a linear and exponential flow function. The results of mathematical modeling of fluid inflow to the well after performing hydraulic fracturing are shown in Figures 2 and 3 for linear and exponential dependence, respectively:

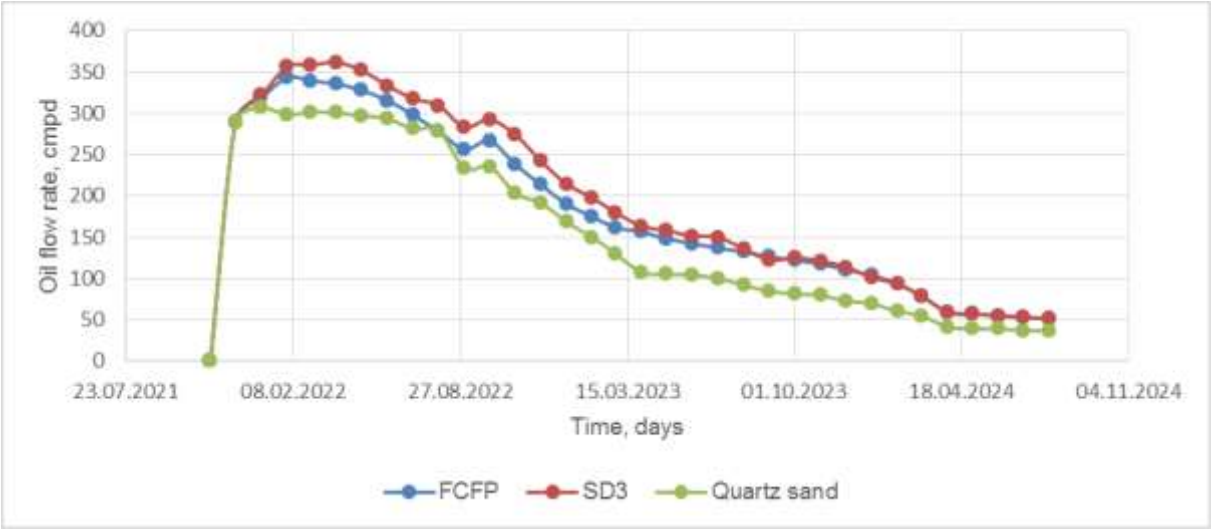



***Fig. 2. Oil flow rate dynamics chart with a linear flow function***

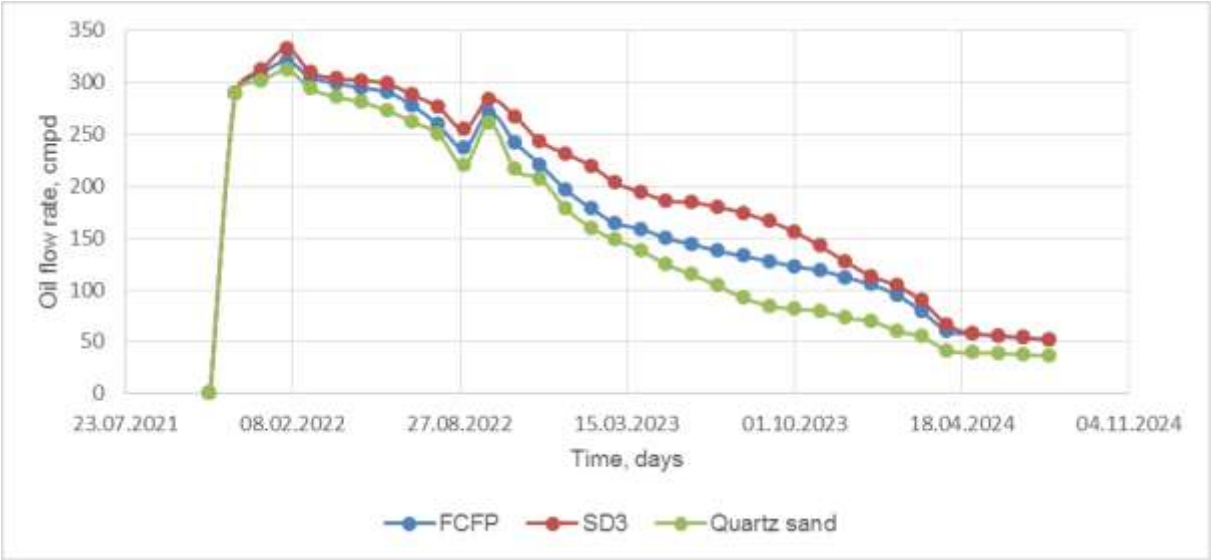



***Fig. 3. Oil flow rate dynamics chart with an exponential flow function***

As can be seen from the simulation results, among the three types of proppant considered, magnesia-silicate ceramic proppant with enstatite phase, SD3, is the most effective and suitable for use in the field. The findings might guide the new operation technology, optimize operation parameters, improve proppant transportation and distribution efficiency, and, finally, reduce operating expenses and increase company revenue.

References

1. Vakalova T.V., Sergeev N.P., Maksimova V.E., Rusinov P.G., Balamygin D.I., Improvement of sinterability and mechanical properties of magnesia-silicate ceramics with enstatite phase from mixtures of serpentinite with silica additives, journal of Industrial and Engineering Chemistry, doi: 10.1016/j.jiec.2021.10.014
2. Feng Liang, Mohammed Sayed, Ghaithan A.Al-Muntasheri, Frank F.Chang, Leiming Li., A comprehensive review on proppant technologies, Petroleum Volume 2 Issue, doi: 10.1016/j.petlm.2015.11.001.
3. Jun Li, Mingyi Wu, Lihua Zhou, Siyuan He. A new proppant type fully coupled fiber-proppant and its property evaluation for unconventional reservoirs, Journal of Petroleum Science and Engineering, doi: 10.1016/j.petrol.2021.109573.

## OPTIMIZATION OF CONDITIONS FOR TRANSPORTATION OF ORES

**Stefurak A.D.**
Scientific advisor senior lecturer Rozanova Ya.V.
***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

In fact, the process of ore mining is quite complicated and technologically-advanced due to the fact that extracted ores need to be processed which is a multi-stage cycle. Moreover, it often appears to be unavailable to construct a new, innovative full-cycle plant instead of an existing one which has functioned for years, especially at the ore extraction spot. Therefore, ores mined from the deposit must be transported with help of special vehicle to the place of their further treatment for waste rock separation. The prevalent means of transport used for these purposes is a dump truck and trains mainly applied for transportation at long distances. As regards to the issue related to selection of the transportation mode over short distances (from 3 to 5 km), such innovation as the trunk conveyor system, designed to increase the productivity of an industrial enterprise, is quite perspective and actual. The advantage of the innovative system, which is the main focus of the present paper, consists in the development of a conveyor system with preliminary complex of ore crushing directly at the quarry and feeding ores to trunk conveyors with bulk units at a distance of 5 km.

The conveyor belt is a welded frame, at the upper end of which there is a drive drum driven by a gear motor. At the lower end of the frame there is a tension drum, the axis of which rests on a tensioning station, the threaded studs of which can move when the nuts rotate thereby adjusting the tension of the tape. However, the following parameters to employ the conveyor system need to be set:

the choice of the conveyor drive;
the tape width and material it is made of;
protection of the tape from gusts and ingress of ore under the tape;
constant maintenance of the tape tension, preventing it from slipping.

The belt conveyors must be equipped with lateral belt descent sensors that disable the conveyor drive when the belt descends more than 10% of its width; means of dust suppression in places of overload; devices for cleaning belts and drums; tools used to catch the cargo branch of the belt when it breaks; protective equipment for ensuring that the conveyor is turned off when the belt speed decreases to 75% of the nominal; a device for disabling the conveyor drive from any point along its length; braking devices; automatic and manual fire extinguishing means [1].

It is worth considering the innovation on the example of a joint stock company «Zhairem GOK», located in Kazakhstan, urban village Zhairem and is concerned with zinc-barite ore deposit working out. Field reserves held 15 years at a capacity of 5 million tons per year, but with the use of dump trucks the productivity was from 1 to 1.5 million tons per year. To prove the efficacy of the method under study, it is necessary to calculate the performance improvement and consider these data in numbers [1].

The productivity when using conveyors is 5 million tons per year, therefore, the conveyor transports: $\frac{5000000}{350} = 14285,7 » 14286$ tons/day (350 days were taken into account for the reason that approximately 15 days a year are related to holidays and repair work). Thus, to achieve the productivity target range using dump trucks with a volume of 60 tons, it is necessary to make: $\frac{14286}{60} = 238$ routes. Assuming that 1 hour is required for loading, driving, unloading and return road. Moreover, an 11-hour work shift per day results in 2 shifts which equals to 22 hours of work output. Consequently, $\frac{238}{22} = 10,8$, i.e. 11 dump trucks must continuously move from the quarry to the factory. The calculations presented above confirm that capital costs include:

eleven dump trucks;
fuel and maintenance costs;
rubber kit purchases at least 2 times a year;
eleven dump truck drivers per shift, the full-time number of which is 28 people (10 * coefficient 2.5). The coefficient of 2.5 involves 2 shifts together with those who substitute during the period of weekends, vacations, etc.

To infer, it is worth stating that the conveyor system implementation requires only 2 operators per shift and 5 people enlisted (2*2.5) together with costs for electricity to drive the conveyor. In the course of comparison of costs spent on operating and electricity it might be concluded that this system is quite cost-effective and more profitable than the one which involves diesel fuel. Therefore, setting the belt conveyor system into operation leads to the following outcomes: reduced cycle of operation, the process of ore supply is more stable and continuous, the service is less expensive and more energy-efficient.

### References

1. Kiselev B.R. Belt conveyors of the manufacturing industry // Lan`. St. Petersburg. 2020. 212 p. Retrieved from: https://ezproxy.ha.tpu.ru:2225/book/138165 (date of access: 10.11.2021) (In Russian)/
2. The project of mining the deposit of JSC "Zhairem GOK", Explanatory note, section Organization of transportation (transportation) of ore. [Electronic resource]. Retrieved from: https://www.kazzinc.com/eng/o-proizvodstve/predpriyatiya/zhajremskij-gorno-obogatitelnyj-kombinat (date of access: 10.11.2021).

## PROPERTIES OF MIXTURES OF HIGH PARAFFIN AND HIGH RESIN PETROLEUMS

**[1]Volkov S.D., [2]Morozova A.V.**
Scientific advisor senior researcher Volkova G.I.[1, 2]
***[1]National Research Tomsk State University, Tomsk, Russia***
***[2]Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russia***

The depletion of light petroleum reserves and the commissioning of problem petroleum fields with high density and pour point actualize the issue of developing new approaches for it transportation. The transportation of highly paraffinic petroleum is especially problematic, since petroleum with a high content of paraffinic hydrocarbons solidifies at slightly negative or even positive temperatures. The deposition of paraffin on the walls of the pipeline reduces its cross section, creates additional resistance and increases energy consumption for pumping petroleum. Mixing petroleums of different compositions is one of the ways to improve the low-temperature properties of highly paraffinic petroleums [1-3]. The main problem of mixing is the non-linear and non-additive nature of the change in the properties of the mixture. Often, the calculated values of the viscosity of the mixture have a significant deviation from the experimental data.

It is of interest to study the structural and mechanical properties of mixtures of highly paraffinic and highly resinous petroleums, since petroleum resins are natural depressants of viscosity, pour point, and inhibitors of sedimentation.

Highly paraffinic (HPP) and highly resinous (HRP) petroleums used as objects of study, the group composition of which is given in Table 1.

***Table 1***

***Characteristics of petroleum***

| Petroleum | μ, mPa·s* | Pour point, °C | Composition of components, % wt. | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Oils (including paraffins) | Resins | Asphaltenes |
| HPP | 20 | +1 | 98.6 (6.9) | 1.4 | absent |
| HRP | 12500 | -18 | 59.0 (1.1) | 31.1 | 9.9 |

** - viscosity at shear rate 1 $s^{-1}$, temperature 20 °C*

Viscosity is one of the most important characteristics of petroleum and petroleum products and is not an additive quantity even in the case of ideal solutions. In this work, to calculate the viscosity of mixtures, we used the empirical equation proposed by Arrhenius, who considered additive the logarithms of the viscosity of the liquids that form the mixture ($lg\mu_{mix}$):

$$lg\mu_{mix} = \chi_1 lg\mu_1 + \chi_2 lg\mu_2,$$

There are $\chi_1$, $\chi_2$ are the mass fraction of the mixture component; $\mu_1$, $\mu_2$ are the viscosity of the mixture component.

Because of the research, it founded that the addition of 1-3% wt. HRP leads to an increase in dynamic viscosity by 1.5-2 times in a wide range of shear rates (fig. 1). At such low concentrations of HRP, the viscosity of the mixture increases due to the very high viscosity of the HRP. An increase in the concentration of HRP (5-15% wt.) in the mixture helps to reduce the viscosity of the HPP, especially in the region of low shear rates: at a shear rate of 1 $s^{-1}$, the viscosity decreases by 3-4 times (temperature 10 °C).

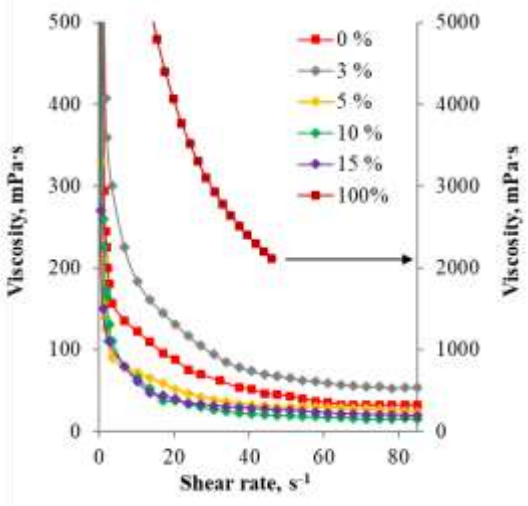



***Fig. 1. Dependence of the dynamic viscosity of the HPP on the delayed HRP at a temperature of 10 °C***

When calculating the viscosity of mixtures according to the Arrhenius equation ($\eta_{mix}^{Ar}$), it showned that with the addition of 1% wt. viscosity $\eta_{mix}^{Ar}$ turns out to be lower than the actual values of viscosity ($\eta_{mix}^{Ac}$), and with the addition of 3% wt. and more, the viscosity $\eta_{mix}^{Ar}$ becomes significantly higher than $\eta_{mix}^{Ac}$ (Table 2).

Upon cooling of hydrocarbon feedstock with a high content of paraffin, structural transformations are observed. Structural transformations can be traced from the dependence of viscosity on temperature. Using viscosity-temperature curves the paraffin particle nucleation temperature ($T_1$), the spontaneous crystallization temperature ($T_2$), the sol-gel transition temperature ($T_3$) and the viscous flow activation energy ($E_a$) were determined (Table 3). The temperature of the

sol-gel transition of samples containing 1-3% wt. HRP are shifted to higher temperatures. After the introduction of a larger amount of HRP, the viscosity and the sol-gel transition temperature decrease, passing through a minimum with the introduction of 10% wt. HRP.

***Table 2***

***Influence of HRP Concentration on the Effective Viscosity of HPP***

| The content of the HRP, % wt. | Effective viscosity, mPa·s* | |
|---|---|---|
| | $\eta_{mix}^{Ac}$ | $\eta_{mix}^{Ar}$ |
| 0 | 120 | - |
| 1 | 170 | 25 |
| 3 | 20 | 40 |
| 5 | 30 | 60 |
| 10 | 35 | 130 |
| 15 | 70 | 240 |
| 25 | 84 | 570 |
| 50 | 90 | 2985 |
| 100 | ** | - |

** - effective viscosity at a temperature of 15 °C and shear rate $\gamma=1\ s^{-1}$, ** petroleum does not flow*

The pour point (PP) of the mixtures with an increase in the content of HRP in the HPP decreases (Table 3). The sharpest decrease in PP occurs with the addition of 10 % wt. HRP. At high concentrations of HRP (50 % wt.), the value of the PP is close to the values of PP of the added HRP.

Table 3 shows that when adding 1 % wt. the HRP energy $E_a$ of the mixture increases sharply, then decreases (3-50 % wt. HRP), reaching a minimum because of 10 % wt. HRP. At the minimum point $E_a$ of the mixture is 1.6 times lower than the initial energy.

***Table 3***

***Temperature characteristics and energy parameters of mixtures of HPP and HRP***

| Quantity of HRP, % wt. | Temperature, °C | | | | $E_a$, J/mol* |
|---|---|---|---|---|---|
| | $T_1$ | $T_2$ | $T_3$ | PP | |
| 0 | 12,0 | 5,0 | -5,0 | 0,4 | 153 |
| 1 | 20,0 | 16,0 | 2,5 | 0 | 349 |
| 3 | 12,5 | 8,8 | -4,6 | -1 | 148 |
| 5 | 12,5 | 9,3 | -13,2 | -3 | 103 |
| 10 | 10,4 | 4,3 | -14,2 | -13 | 94 |
| 15 | 9,8 | 6,5 | -11,3 | -14 | 123 |
| 50 | 11,2 | 8,1 | -17,0 | -17 | 140 |
| 100 | 19,0 | 9,0 | 3,0 | -18 | 87 |

** - $E_a$ in the temperature range minus 7-plus 11 °C*

The sedimentation stability of the HPP increases with the addition of HRP: the number of precipitates released on the "cold rod" (temperature 5 °C) gradually decreases. Precipitate of the original HPP is represented by fibrillar formations 6–60 μm long. After the contribution of 10 % wt. HRP structure of sediment becomes amorphous.

Thus, it was found that the mixing of highly resinous petroleum with highly paraffinic one leads to improvement structural-rheological and energy parameters of transported petroleum with a high level of paraffin hydrocarbons. The addition of highly resinous petroleum results in a significant decreasing viscosity, pour point and amount of precipitation. The depressant and inhibitory effect of the highly resinous petroleum introduced into the highly paraffinic petroleum depends on concentration. Introduction 5-10 % wt. highly resinous petroleum decrease viscosity of highly paraffinic petroleum by 70-75 % (temperature 10 °C), pour point by 14 °C. The highly resinous petroleum, introduced into the highly paraffinic petroleum, leads to a decrease number of precipitates and a modification microstructure. If the highly paraffinic petroleum contains 10 % wt. of the highly resinous petroleum, then an amorphous precipitate is formed.

## References


1. Chernysheva, E. Increasing the efficiency of the petroleum distillation process at refineries occurs in the appearance of various mixtures of raw materials (review) / E. Chernysheva, I. Piskunov, V. Kapustin // Petrochemistry. – 2020. – V. 60(1). – P. 3–19. DOI: 10.31857/S0028242120010050.
2. Evdokimov, I. Long-living in metastable states, colloidal structures of petroleum residues / I. Evdokimov, N. Eliseev // Chemistry and technology of fuels and petroleums. – 2005. – V. 2. – P. 45–47.
3. Kondrasheva, N. The state of the mixtures of high-viscosity and heavy oils during transport / N. Kondrasheva, A. Boytsova, O. Poletaeva, S. Guseynova, A. Leontyev, E. Movsumzade // Neftegazohimiya – 2017. – V. 4. P. 25–27.
4. Rzaev, Yu. Control of the aggregative stability of petroleums during their mixing / Yu. Rzaev, E. Ismailov // IFAC-Papersonline. – 2018. - V. 51(30). – P. 565–570.

# ПОДСЕКЦИЯ 1
# ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ

## APPLICATION OF NANOTECHNOLOGY IN VARIOUS FIELDS OF SCIENCE AND ENGINEERING

**Awed P. A. W.**
Scientific advisor associate professor T.V. Korotchenko
***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

Nanotechnology is a cutting-edge branch of science and technology that has been intensively evolving over the past decades. It involves development and application of the materials, devices and engineering systems whose operational principle is based on the nanostructure, i.e. well-organized nanoparticle structures. It can be stated that nanotechnology is a science that studies the changes of matter at the atomic, molecular, and macromolecular levels, in the length scale of approximately 1 to 100 nm range. It is aimed at developing new techniques, with the dimensions being measured in nanometers. This size is much smaller than that of bacteria and a living cell. However, nanotechnology does not relate to biology mainly, its application varies from semi-conductors to completely state-of-the-art methods which operate on molecular self-assembly. This peculiar dimension that can be considered as a limitation, in fact, contributes to broadening the range of materials being used, since nanotechnology is concerned with any phenomena at the nano level. Therefore, nanoscience and nanotechnology are considered the branches of materials science and they can be attributed to physics, mechanical engineering, bioengineering, and chemical engineering.

The issue of developing and implementing nanotechnologies into technological processes of various engineering fields is of significant importance. Over the past decades this short word «nano» has become an integral part of world scientific community. There are a lot of pseudoscientific opinions and approaches to nanotechnology. Therefore, it is of particular importance to examine the applications of nanotechnologies in various fields of engineering and science.

The aim of the current article is to approach nanotechnology as a certain branch of science and engineering, precisely the focus is on the way nanotechnology is applied in various spheres of modern human life. To achieve the aim, the following objectives should be tackled:

1) to give a brief overview of nanotechnology development;
2) to analyze the use of nanotechnology in medicine and engineering;
3) to drive to the conclusion about the advantages and disadvantages of nanotechnology.

Nanotechnology became a part of scientific world in 1982. During the next two decades the scientists were carrying out various experiments trying to go deeper into the essence of nanotechnology. As known, R. Smalley, a professor at Rice University in Houston, evaporated graphite due to heating by the laser beam. In 1995, the scientists of Kirov Institute of Physical Chemistry developed nanocomposite films for the sensor capable of identifying various substances in the atmosphere (ammonia, spirit, water vapor). Since 1998 nanotechnology has been intensively developed. For example, the Japanese scientists defined nanotechnology as a main category of engineering in the 21$^{st}$ century. C. Dekker took biological molecules such as deoxyribonucleic acid (DNA) as the basis for introducing the nanotube in order to obtain a uniform nano mechanism [3]. The first quantum computer was invented in 2006.

It is well known that there are a lot of diseases which have no cure or there are some certain limitations, for example, poor sensitivity and drug toxicities. One of such diseases is cancer. According to the recent studies, nanotechnologies could become rather efficient in curing cancer. First of all, a modern and advanced methods of cancer detection based on nanoparticles are currently being developed. These nanoparticles are planned to be used as contrast agents, fluorescent materials, and molecular research tools. Paramagnetic nanoparticles, quantum dots, and nano shells could be used for diagnostic purposes. Secondly, a certain drug has been developed. It can act specifically at the target tissue. A new drug is based on the use of material known as nano silicon which is characterized by porous structure that makes it suitable for various biomedical applications [1]. As the target tissue is reached, the bio silicon starts breaking out, while the drugs start working. Drugs that are used to block cancer are characterized by high toxic potential. This nanotechnology may grant chemotherapeutic drugs with a better safety profile. Finally, there are other therapy techniques such as heat induced ablation of cancer cells and gene therapy that are currently being developed. Thus, it can be stated that nanotechnology is used both in diagnostics and therapeutics.

It is obvious that nanomedicine in future would become an integral part in the treatment of human diseases. Today, nano medicine is represented within the following spheres:

1) enhanced and specific drug delivery;
2) DNA nanostructure;
3) artificial ferments and antibodies;
4) artificial cells, organs, artificial functional polymers. This sphere is closely connected with the idea of artificial life and artificial intelligence, development of robots capable of healing themselves at molecular level.
5) nanorobots-surgeons that can carry out basic surgical procedures.

Nanotechnology has been also widely applied in engineering. There is a great number of various applications aimed at improving human life. One of the first examples is carbon nanotube body armor. It is used to ensure higher protection against serious traumas. One of the main parts of this invention is a rigid facing that includes ceramic inserts, steel and titanium plates, as well a ballistic fabric backing. Scientists believe that this technology would make conventional bullet-resistant materials more efficient. The main reason for this is nanoscale carbon tubes that are introduced into this kind of materials.

Another example of nanotechnology implementation in engineering is surface protection materials. The main purpose of these materials is to provide some kind of a shield in order to protect the surface these materials are applied to. Nanorepel which is made of pure quartz glass is characterized by resistivity to temperature and corrosive materials. Therefore, the main application of nano repel is to improve surface flexibility and elasticity and as a consequence, to decrease the risk of stress damage. The products with the same characteristic features may also be used in order to decrease adhesive properties so that they may contribute to removing dirt, stains, and oily substances from various surfaces.

The next example is solar panels that make it possible to generate electricity from the sun without producing waste. However, the process of solar cell production is rather energy intensive itself, as a result, a large amount of waste can be produced. Today the scientists are trying to solve this problem by introducing nanotechnology. Precisely, they have developed photovoltaic solar cells which are made from layers of expensive crystalline silicon treated with caustic chemicals. To generate the current, the Gretel cell was developed. It is based on a sensitizer dye and nano particles of the semiconductor Titanium dioxide (TiO2). Titanium dioxide is known as a cheap and widely available material having highly porous nanoparticles.

It is necessary to mention food products and packaging. Scientists are currently trying to elaborate new methods to tailor the smallest particles of food in order to ensure a specific taste, texture, and nutrient density. For instance, if a company wants to make its mayonnaise thinner, a portion of the fat content could be easily replaced by water content. With the use of flaky clay nanoparticles, it is possible to make beer bottles tighter, as tiny clay particles prevent gases from escaping or entering the beer bottle, thus, contributing to longer flavor.

Finally, nanotechnology is widely used in various water applications. In this regard nanotechnology can be used along three main lines: water treatment and remediation; sensing and detection; and water pollution prevention.

It is obvious that nanotechnology like any other method, device or idea has advantages and disadvantages. The first apparent fact is that nanotechnology can make a real breakthrough in science, engineering and human everyday life. The areas that benefit from the continued development of nanotechnology are as follows: nano transistors, nano diodes, OLED, plasma displays, quantum computers, and etc. Nanotechnology can also significantly contribute to the energy sector. Due to nanotechnology it is possible to produce more effective energy-related products. Such items as batteries, fuel cells, and solar cells could be smaller, but at the same time more efficient. The materials used in manufacture of barrios products can also involve nanotechnology that would make them stronger, more durable, and lighter.

Despite the obvious advantages, it is possible to state several disadvantages of using nanotechnology. First of all, atomic weapons can now be more accessible and made to be more powerful and more destructive. These can also become more accessible with nanotechnology. As these particles are very small, they could be easily inhaled. Then, nanotechnology requires money and time to be developed. Finally, the manufacture process should be adjusted to implement new nanotechnologies.

To conclude, the apparent advantages of nanotechnology is of no doubt. However, as the development of this technology could present certain risk, the humanity should be ready to assume the responsibility for the inventions and try to be careful in implementing them in everyday life.

## References

1. Gao F., Botella P., Corma, A., Blesa, J. Monodispersed mesoporous silica nanoparticles with very large pores for enhanced adsorption and release of DNA *J. Phys. Chem*. B, 113 (6) (2009), pp. 1796-1804
2. Indian Journal of Medical Research. Dec2009, Vol. 130 Issue 6, p689-701. 13p. 1 Chart.
3. Williams KA, Venhuizen PTM, De la Torre BG, Eritja R, Dekker C. Nanotechnology: carbon nanotubes with DNA recognition. *Nature.* 2002: 420 (6917): p. 761.

## INFORMATION TECHNOLOGY IN ECONOMY

**Cherenkov A.A., Flyashinskiy D.I.**
**S**cientific advisor senior lecturer V.E. Mironova
***National research Tomsk polytechnic university, Tomsk, Russia***

The main purpose of the presented work can be defined as the description of the interaction of information technology with the economy.

In order to analyze aspect under study, the following tasks should be completed:

1) To describe briefly the sectors of the modern economy;

2) To find out what management information systems (MIS) are;

3) To identify and describe the tasks of MIS in the economy.

The economy is considered to be the economic activity related to social community and the totality of relations in the system of production, exchange, distribution, and consumption of both material and intangible goods.

At the moment four sectors of the economy can be distinguished.

1) The first sector includes various industries for the raw materials extraction and processing;

2) The secondary sector consumes recycling industry;

3)The tertiary sector (service sector);

4) The quaternary sector, associated not with the production of material goods, but with the methods of their production and the adoption of various management decisions, in some sources this sector is called the "knowledge economy".

In today's world there is a tendency to develop the representation of data in digital form which will become one of the factors of production in most areas of economic activity, business and management. Information technologies are used for operational processing, sorting and selection of information, implementation of operational communications in the workplace. Summarizing, people strive to make various management information systems (MIS) - a set of information, economic and mathematical models, various technical means and specialists to process and transform various kinds of information and make decisions related to business management, company or even country.

MIS can be divided into the following groups [3]:

- *Material Requirements Planning* (MRP/MRP II);
- Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA);
- Laboratory Information Management System (LIMS);
- *Enterprise Asset Management* (EAM);
- *Human Resource Management* (HRM);
- Capacity Resource Planning (CRP);
- Customer relationship management (CRM), etc.

To demonstrate the importance of management information systems, the following table is provided to describe these systems according to various criteria.

***Table***

***Description of MIS according to different criteria***

| Classification sign | Solutions and types of various tasks. | | |
|---|---|---|---|
| Tasks at the state level. | Federal | Regional | Municipal |
| | Processing information received from the regions | Automation of management of administrative-territorial objects | Information service of local governments |
| Application area | Industry | Cash transactions, agriculture | The organization of transport networks, the organization of the subway and so on. |
| Types of management processes | Control of the process | Management in terms of technological and organizational processes | Management in the sphere of organizing the process |
| | Workflows of the flexible character | A complex set of tasks for the control and management of technological processes, companies and enterprises | Automation of the main managerial personnel functions in various areas of production |

The presented classification is far from complete, but even in this part, the main tasks of MIS and their derivatives can be distinguished:

1) Consolidation of economic information;

2) Information protection (for example, customer information or financial reports).

3) Creation of electronic timesheets (to track the activities of employees in any enterprise);

4) The development of electronic transaction processing systems.

Moreover, information technology is used to model any process without the cost of material resources. It is especially true in mechanical engineering and the military industry.

Summarizing all aspects, we can single out the following tasks of information technology in the sphere of the economy [3]:

1) Financial management;
2) Management of material resources;
3) Cost management;
4) Personnel management;
5) Technological planning;
6) Customer relationship management;
7) Supply management;
8) Business analytics.

Information technology allows people to apply methods to optimize various processes. The development of information systems for computer processing, accumulation and storage of information creates a new information base that can be applied in the nearest future in order to develop this sector of the economy or even to create a new sector with goals and objectives that are implicit for us.

References

1. Brooks, F.F. The Mythical Man-Month [Text] / F. F. Brooks. - London: Addison-Wesley, 1982. - 368 p.
2. Juferova, N. Ju. Informacionnye tehnologii v jekonomike: uchebnoe posobie (Information technology in economics: textbook) [Text] / N. Ju. Juferova. — Krasnoyarsk: Reshetnev Siberian State University of Science and Technology, 2019. — 86 p.
3. Kolomejchenko, A. S. Informacionnye tehnologii: uchebnoe posobie dlja vuzov (Information technology: textbook for universities) [Text] / A. S. Kolomejchenko, N. V. Pol'shakova, O. V. Cheha. — Second edition — Saint Petersburg: Lan', 2021. — 212 p.
4. Lopatin, V. M. Informatika dlja inzhenerov: uchebnoe posobie dlja vuzov (Informatics for engineers: textbook for universities) [Text] / V. M. Lopatin. — Second edition — Saint Petersburg: Lan', 2021. — 172 p.

## THE PROBLEMS OF LOCALIZATION IN VIDEOGAMES BASED ON «UNCHARTED» GAME SERIES: THE PERCEPTION EFFECT AS A NEUROLINGUISTICS ASPECTS

**Istigecheva A.V.**
Scientific advisor senior lecturer L.I. Asadullina
***National Research Tomsk Polytechnic University***

The article focuses on the problems of the video games adaptation from one language to another, which is called localization and considers the peculiarities of the localization of such aspects of video games as the game title, the wordplay, direct addressing, context dependence, slang usage and some cultural features. The analysis is based on the series of action-adventure «Uncharted» video game developed by Naughty Dog and published by Sony Computer Entertainment for the Playstation consoles [1].

Key words: localization, syntax, semantics, morphology, context, blind translation, culture.

Localization of texts is not only a professional translation, but also technical, linguistic and even cultural adaptation of texts to the national characteristics of a particular country, region or ethnic group, as well as the language. The process of localizing a computer game very often occurs simultaneously with its creation in the original language, which helps to bring the game to the market of several countries at once. The purpose of the article is to reveal the lapses in the localization of the series of «Uncharted» video game with a special attention to the neurolinguistic theory, as well as, to offer the solutions.

The main objectives have been formulated in the following way: to analyze methods and nature of localization, to contrast English and Russian versions of the game, to reveal the problems in game localization, to offer the solutions to the problems found. Video game localization is the special preparation of video game software and hardware for the market in a new region or even a country. In spite of the fact that text translation can be considered as a significant part of localization, the whole process implies any changes in a game.

The main task of localization is creation of an enjoyable, non-confusing play experience for the user by paying heed to their unique cultural context while being faithful to the source material [6].

The following aspects are supposed to cause the most difficulties at the translation stage: proper names, cultural references, word play, untranslatable phrases and specific word combinations (collocations, slang, set expressions).

To study the difficulties related to the aspects above we used such methods as researching of resources (including videos with playing process, articles), scanning whole Russian and original versions, text analysis.

Neurolinguistics and psycholinguistics take an essential part within this research work. According to Tatiana Chernigovskaya's interpretation, neurolinguistics is a section of psycholinguistics, however, it has more specific methodology and the object description. Neurolinguistics regards the connection between the speech, language and the brain activity. It studies the features of translation as well.

One of the most interesting examples can be shown in the Tolkien's work «The Lord of the Rings: The Fellowship of the Ring»:

Original: «Boromir smiled».

1. A. Kistyakovsky, V. Muravyov: «И Боромир, превозмогая смерть, улыбнулся».
2. N. Grigorieva, V. Grushetsky: «Тень улыбки промелькнула на бледном, без кровинки, лице Боромира».
3. M. Kamenkovich, V. Karrik: «Уста Боромира тронула слабая улыбка».

This fragment shows how different the mentality, the style and the reader's perception are.

Neurolinguistics research is carried out in all the significant linguistics fields: phonetics, phonology, morphology, lexicology, syntax, semantics.

The most significant branches used in this article are:

1. Morphology considers the structure organization and the storage of words in the mental lexicon, how the vocabulary is organized in brains. The part of speech, the form of the word and the internal structure are being explored by morphology.

«Uncharted» is translated as «Не отмеченный на карте». However, the translation is too long and grammatically incorrect: in English the gender of adjectives and participles cannot be defined without a noun. «На картах не значится» seems to be a better Russian name for this game.

«A Thief's end» is the last part of the franchise. Nathan Drake's adventures finish, he is not a thief anymore. There is one more interesting detail: Rafe Adler, the main antagonist, confirms that he is a thief despite being extremely rich. In the end he dies «swimming in gold», as he wanted.

«Путь вора» is the Russian translation, which is a bit confusing. Apparently, we cannot translate it as «*Конец вора*», it is senseless. «*Так умирают воры*» seems to be a better alternative for the game title. Firstly, such a title is provocative (good for marketing), so the gamers would react immediately. Secondly, this title allows us to understand the principal idea taken from the last part. In the end, we see 2 dead pirates (who are thieves), dead antagonist (who is also a thief), and the dead thief inside Nathan Drake. This, in turn, is the reference to the last 22nd chapter in the game, which has the same title as the whole game. The localisers translated the title of this chapter exactly as «*Так умирают воры*», so in Russian, the title of the whole game has to be the same.

2. Lexicology studies the word or word equivalent and its meaning. It is specifically significant in translation phrasal verbs and slang in our work.

The phrasal verb «to hang on» is: 1) *виснуть* 2) *держаться, цепляться* [4].

It is obvious that Nate «*повис*» but here is a phrasal verb which has to be translated as «*держаться*». At least, the tense is wrong: «I'm hanging» is present continuous; «*Я повис*» happened in the past. In general, this dialog has to be translated as: *Держись!* (E), *Да держусь я! Держусь!* (N).

«In like Flynn» is a slang phrase which means «having quickly or easily achieved a goal or gained access as desired» [2,3]. This phrase was translated into Russian as: «*Поймай удачу, да? Ай да Флинн. Круто!*».

Unfortunately, this expression has no analogues in Russian, so it is impossible to translate it saving the main idea. Translating this phrase, we have to save the name Flynn because Nate turns to a character with a name Flynn in this episode. In the Russian version we have such a translation as: «*Ай да Флинн*!». We could suppose it is the reference to the famous Pushkin's expression «*Ай да, Пушкин! Ай да, сукин сын!*». It seems to be a really good decision, as it is a part of the Russian culture.

3. Syntax investigates the rules and processes governing sentence structure in a language. It influences on the interpretation of the meaning of the sentence, that is, the semantics of the sentence. However, there is a psycholinguistic evidence based on electroencephalography that suggests that syntax and semantics are processed in human brain independently of each other.

There is the episode, when brothers are at the auction in Italy to steal the St. Dismas Cross. After Sam knocking the waiter out, he takes his pants.

The joke in this episode is based on the Latin phrase «*Si fueris Romae, Romano vivito more; si fueris alibi, vivito sicut ibi»* [4]. That means «If you are in Rome, live in the Roman way; if you are elsewhere, live as they do there». Syntax and semantics help to understand the sense of the whole sentence and what the speaker means.

Indeed, most people in 2015 wear «skinny» jeans but Sam does not know about it as he has been imprisoned for 15 years [5].

***The Original and the Russian translation of the dialogue***

| The original version | The translation |
|---|---|
| *Sam: Yeah, these pants are just a little bit too tight. - Брюки немного жмут.*<br>*Nate: Well, that is the style these days. - Ничего, так нынче носят.*<br>*Sam: Really? Well, when in Rome… - Да? Ну что ж, в Риме…*<br>*Nate: Ha. 'Cause we are in Italy. - Ха. Потому что мы в Италии.* | *Сэм: Хорошо, но штаны немного тесноваты.*<br>*Нейт: Ничего, так нынче носят.*<br>*Сэм: Ну…в Риме поступай как римлянин.*<br>*Нейт: А, потому что мы в Италии. Смешно.* |

In order to save the joke, it is possible to translate is verbatim as it is presented in the left column of the table above. Having studied the features and mistakes, that is possible to give some recommendations, taking into consideration the peculiarities of the neurolinguistic theory and the influence on the perception of language signals by the brain. They are as follows: to improve the translation quality and to avoid the inaccuracies, the translators should be deeply immersed into the game plot, be aware of the characters and their relationships, to understand the context and be able to draw parallels and find analogues for some names or collocations in their native language.

References

1. Соснина, Е.П. Задача локализации текстов как задача прикладного переводоведения [Электронный ресурс] / Е.П. Соснина. (date of access: 02.12.2018).
2. Academic. English-Russian dictionary of expressions. 2021. Retrieved from: https://academic.ru/ (date of access: 21.10.2021).
3. Cambridge Dictionary: English Dictionary. 2019. Retrieved from: https://www.dictionary.cambridge.org (date of access: 29.10.2021).
4. Latin expressions. Retrieved from: http://www.kancelarijasimic.com/rus/latinski.html (date of access: 26.10.2021)
5. Oxford Learner's Dictionaries. Retrieved from: https://www.oxfordlearnersdictionaries.com (date of access: 26.10.2021).
6. The Localization Institute. Video Game Localization: More than Creative Translation. Retrieved from: https://www.localizationinstitute.com/video-game-localization-more-than-creative-translation (date of access: 23.03.2021).

## ENVIRONMENTAL SAFETY AT THE INTERSECTION OF SCIENCES

**Kuznetsova S.E., Palkina D.V.**
Scientific advisor senior lecturer V.E. Mironova
***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

We face ecology on a daily basis, we are simply inextricably linked with it. Everything that surrounds us and interacts with us is ecology. The environment is of the greatest importance - air, water, soil are its fundamental components. With the aggravation of the ecology, the blow comes to us, we, as living organisms, feel the most serious harm, and this poses a danger to humanity as a whole. Therefore, there is such a direction as environmental safety, which helps us care for the environment in order to prevent global problems. Environmental safety includes all sciences that are intertwined with each other. In this respect, we should consider the notion of environmental safety.

Ecological safety can be characterized as a set of statements, various processes and measures that makes it possible to ensure ecological balance in the environment and does not lead to vital damage to the natural environment and humans. In addition to that, it can be the process that provides the protection of the vital interests of the individual, human society, nature, the state and all mankind from serious or minor threats. Such threads are usually caused by natural or anthropogenic impact on the environment [1].

The main purpose of this article is to analyze the substantial impact of environmental safety in different sciences.

The objects of environmental security include the rights, spiritual and material needs of the individual, the natural environment and resources or the material basis of social and state development [1].

The system of regulation and management, that can predict, prevent, and, sometimes, avoid emergency situations, is included in the system of environmental safety.

The problems of rational nature management and environmental safety are closely related to the socio-economic development of society and are conditioned by it, they are also related to issues of health protection, the formation of positive living conditions and opportunities for natural reproduction of the population in the present and future generations.

The main sources of environmental hazard include pollution of air, soil, water, food, exposure to electromagnetic radiation and noise.

The main goal of environmental safety is to achieve significant success in the creation of favorable living environment and comfortable conditions for the life and reproduction of the population, as well as the protection of all natural resources and biodiversity, and preventing the planet from man-made accidents and disasters.

The concept of environmental security can be perceived as a complex system of various views, principles and priorities, as well as legal, economic, political, technical, administrative, scientific, epidemiological and educational actions based on them, aimed at formation of favorable and safe living conditions for many generations.

The nature of the concept is based on the key idea of predicting, preventing and compensating for damage caused to the environment, health and property of citizens through pollution, damage, destruction, irresponsible use of natural resources, destruction of natural ecological systems and other offenses [1].

Thus, Russia is on the 3rd place in terms of emissions and on the 74th place in terms of environmental cleanliness in the world [1]. The main reason for such a poor state of ecology in our country is industry, or rather emissions from factories. Also, not a small role is played by the irresponsible and careless attitude of people to the environment.

To improve the environment in our country, various measures are being taken, starting with volunteer clean-up and ending with laws. However, not only knowledge about ecology as a science helps here, but also knowledge of other sciences with which it is closely related.

Ecology is interconnected with many other sciences precisely because it studies the organization of living organisms at a very high level, explores the connections between organisms and their habitat. Ecology is closely related to such sciences as biology, chemistry, geography, physics, epidemiology, philosophy, medicine, economics and law [3]. Let

us look at these connections in more detail. Philosophy explores the cognitive, socio-political, value-conscious, ethical and aesthetic attitude of a person to the world. It is looking for ways to harmonize nature and society. It provides a link between ecology and philosophy. It intersects with biology in the study of the interaction of organisms and the environment.

Ecology in physics studies the principal laws of the processes of substances transformation for food purposes in the same air environments. They are connected with the fundamental laws of physics – the law of conservation of mass and the second law of thermodynamics.

Ecology has a strong bond with geography. Different ecosystems usually coexist in the air, water, and soil. Thus, geographical ecology, botanical and zoological geography, landscape ecology appeared.

Medicine and ecology are undoubtedly responsible for improving the quality of the environment, because as a result of anthropogenic human activity, the environment deteriorates, which leads to poor human health, as well as the health problems of animals and plants, and even to their death.

E. Haeckel called ecology the science of economics. It is believed that the state of the economy in any state corresponds to its environmental quality.

The law says about the connection between ecology and law that a person has the right to a favorable environment [4].

The main principle of ecological thinking «Think globally, act locally! » requires ensuring the environmental safety of any hazardous facility. Environmental friendliness (ecological safety) of objects of the technosphere and the anthroposphere as a whole serves as an important condition for the existence of mankind and nature in a single planetary organism of the Earth's noosphere [2].

References

1. Environmental safety. Retrieved from: https://ecoportal.su/public/industry/view/555.html (access date: 26.03.2022).
2. The plan of classes for the academic year (according to the textbook of Kim S.V.). Ethical and environmental safety criteria of modern science and technology. Retrieved from: https://xn----7sbbfb7a7aej.xn--p1ai/obzh_11_kim/obzh_materialy_zanytii_11_02_kim.html (access date: 24.03.2022).
3. Links of ecology with other sciences. Retrieved from: https://studfile.net/preview/7428163/page:2/ (access date: 26.03.2022).
4. The relationship of ecology with other sciences. Retrieved from: https://zdamsam.ru/a317.html(access date: 26.03.2022).

## TRANSDISCIPLINARITY IN GEOLOGICAL RESEARCH

**Maltseva Yu.A., Tiunova D.A.**
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.

References

1. Dragun O.S. Geological history. Retrieved from://www.bibliofond.ru (access date: 20.03.2022)
2. Mamontov A. A. Study of gray forest soils URL: https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=887641 (access date: 20.03.2022).
3. Miller, R. L. Statistical analysis in geological sciences: translated from English / R. L. Miller, J. S. Kan. — Moscow: Mir, 1965. pp. 471-481.
4. Moki, V. S. Methodology of scientific research. Transdisciplinary approaches and methods: a textbook for undergraduate and graduate studies / V. S. Mokiy, T. A. Lukyanova. — Moscow: Yurayt, 2019. — 160 p 5. Yanitsky, I. N. New in the Earth Sciences: The Living Earth / I. N. Yanitsky. — Moscow: Agar, 1998. — 79 p.
5. Interdisciplinarity: Recreating Integrated Knowledge. Edited by Margaret A. Somerville and David J. Rapport. 2000. EOLSS Publishers Co. Ltd. Oxford, UK. 271 p.

## THE INFLUENCE OF ENVIRONMENTAL FACTORS ON THE ECONOMIC COMPONENT OF THE NATIONAL PROSPERITY

**Maslennikova K.S.**
Scientific advisor senior lecturer V. E. Mironova
***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

Our world is a complex system in which all elements are in regular connection with each other. Therefore, a change in one element will necessarily cause a change in another one. The aim of this study is to carry out the assessment of the impact of environmental factors on social well-being. The main objectives of this work are studying the sources on the topic and identifying the relationship between ecology and economic aspect. Ecology is the science that analyses the interaction of various living organisms with each other as well as with the natural environment. Environmental factors are divided into biotic, abiotic and anthropogenic. One of the most relevant environmental problems is global warming, so one of the abiotic factors, the climate factor, is of greatest interest. The concepts of "economics" and «economy» should be presented in the paper as an integrating part of the given research. Economics (as a science) is a set of sciences that studies the processes of production, distribution and consumption of material goods. The economy is the economic activity of society aimed at meeting human needs. However, it has not only positive, but also negative consequences. On the one hand, it helps to make human lives easier, more comfortable; with the development of the economy, work in production becomes efficient. On the other hand, industry causes great harm not only to nature but also human health [3]. In this work, we will consider economy as the economic activity of society.

Nowadays, at the beginning of the 21st century, we can see negative impact of such environmental problems as global warming, deforestation, which lead to the loss of biodiversity. It may seem that it does not harm a person but, in fact, it causes irreparable damage not only to the present life, but also to the future of all mankind. The population of the Earth is destroying nature more and more, thereby destroying itself. So, in the early 1990s, the inhabitants of the Earth, according to many scientists, have already produced the maximum possible load on the environment. At present, the scale of world production and consumption resulted in a catastrophic imbalance of natural and social systems and, studies from various fields of knowledge show that it has approached the limit, even exceeded the ability of the environment to cope with the consequences of human activities. Scientists say that the ability of the natural environment to overcome the consequences of human activity is exceeded by 25-30%. In addition, we should not forget that many environmental problems do not occur immediately, but much later than their causes. Even if all the necessary measures are taken quickly, the state of the environment will deteriorate over a long period of time. First of all, it concerns the problem of climate change [3].

Thus, we have seen that environmental problems are not short-term phenomena, but a long-term process that affects all spheres of society. To consider the relationship between environmental factors and the economy, it is necessary to turn to the research of William Nordhaus which is devoted to the analysis of the anthropogenic climate change and its influence on the economy, in the mid-1970s. William Nordhaus (Yale University, USA) paid special attention to climate change due to fuel combustion and carbon dioxide emissions in the atmosphere. He also focused on the fact that the main problem of limited resources is not the depletion of energy resources, but the limited ability of the environment to absorb emissions from the use of energy resources [2].

It was the beginning of his work on the economic component of climate change and it prompted the scientist to create numerical models that describe the mutual influence of climate and economic growth. He focused his efforts on the

problem of atmospheric pollution and the greenhouse effect, which can lead to an increase in the average temperature of the lower atmosphere.

William Nordhaus pursued the goal of creating a system of equations that would reflect the long-term mutual influence of economic processes that obey economic laws and geophysical processes that explain climate change [4].

In his calculations, Nordhaus used the Arrhenius formula, which relates an increase in the concentration of $CO_2$ in the atmosphere with an increase in energy, as well as energy balance equations where the release of thermal energy into outer space is taken into consideration.

In 1994, he developed the Dynamic Integrated Climate and Economics Model (DICE), which consists of three interconnected parts shown in the diagram [1].

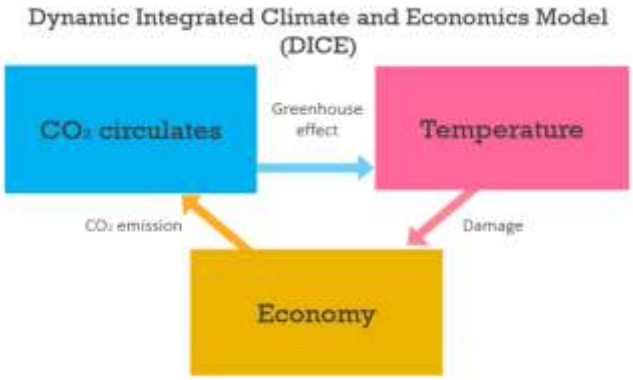



***Fig. Dynamic Integrated Climate and Economic Model (DICE)***

The order of interaction between the parts is as follows:

1. The economy uses energy for production. During production, $CO_2$ is released into the atmosphere. That is, the economy is a source of $CO_2$ emissions.
2. The volume of $CO_2$ circulates, after which a part of $CO_2$ goes into the atmosphere, ocean and biosphere.
3. Some residual $CO_2$ creates a greenhouse effect, which leads to an increase in temperature.
4. Due to temperature rising, droughts, floods, hurricanes become more frequent, which, in turn, damage the economy.
5. Then such a cycle begins again [4].

William Nordhaus received the Nobel Prize in Economics for his development of the Dynamic Integrated Climate and Economic Model (DICE). His work has been an important contribution to the study of long-term economic growth and its relationship to climate change, and has greatly advanced understanding of the complex links between climate change and human economic activity. Subsequently, Nordhaus's work was used to create a solid scientific basis for climate policy, which was discussed in international forums [4].

Thus, ecology and economics are closely related. The side effects of economic growth lead to climate change and, thus, affect the fate of the entire planet. It is good when they try to reduce the consequences of human activities by restoring nature or switching to alternative energy sources. It is important not only for the current generation, but also for the future of mankind. That is why the ideas of William Nordhaus are reflected in the measures of public policy in many countries, as well as industrial organizations for energy saving and environmental protection [4].

References

1. Economics of climate change: Nobel Prize of 2018 of William Nordhaus. Retrieved from: https://www.researchgate.net/publication/342955086_Ekonomika_izmenenia_klimata_Nobelevskaa_premia_2018_goda_Uilama_Nordhausa (access date: 14.03.2022).
2. Nobel prize in Economics of 2018. William Nordhaus and Paul M. Romer. Retrieved from: http://www.library.fa.ru/exhib.asp?id=315 (access date: 14.03.2022).
3. Piskulova N.A. The influence of the ecological fastor on the global ecomonic development. Retrieved from:https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-ekologicheskogo-faktora-na-mirovoe-ekonomicheskoe-razvitie/viewer (access date: 14.03.2022).
4. William Nordhaus. Retrieved from: https://www.britannica.com/biography/William-Nordhaus (access date: 14.03.2022).

## THE ROLE OF MATHEMATICS IN THE WORK OF A MODERN PROGRAMMER

**Perov Y.V., Krayushkin V.V.**
Scientific supervisor senior lecturer V.E. Mironova
***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

**Introduction**

One of the most popular questions asked by amateurs or people far from programming, and one of the biggest stereotypes of our time is whether a programmer needs mathematics. Undoubtedly, he does. The work of any programmer is closely connected with this science.

**The aim of the paper**

To analyze the role of mathematics in the professional activity of a programmer of the XXI century.

**Objectives**

1. To study the nature of mathematics;
2. To define the specificity of It-sphere;
3. To identify the connection of mathematics and the IT;
4. To provide readers with examples and research.

**The nature of mathematics**

«Mathematics is the queen of all sciences»— this famous phrase belongs to the German scientist Karl Friedrich Gauss. This part of the paper is devoted to mathematics and its meaning for science.

This concept refers to formal science which studies various properties and the relationship between abstract objects such as numbers, geometric shapes and symbols. The word «mathematics» has ancient Greek roots; it means «knowledge» or «field of study».

To carry out its activities, mathematics uses the laws of logical reasoning and its own language. The whole mathematical foundation is based on axioms, from which theorems are already derived. A mathematical language is a collection of symbols and the relationships between them. With the help of it, you can reflect all the processes taking place in reality at a primitive level. Each mathematical symbol carries certain information that has a specific meaning, which distinguishes it from a word in a natural language [1].

**The role of IT in modern world**

The sphere of information technology is a branch of the economy that, using modern achievements in the field of computer technology, the latest means of communication, collects, stores and transmits information. With the beginning of mass production of computers in the second half of the last century, the first IT specialists were ordinary engineers. However, with the rapid development of information technology in the 90s, a specialist was no longer able to cope with processing of large amounts of information, and there was also a lack of knowledge. All this was the impetus for the emergence of IT specialists. Currently, it is impossible to name any industry where IT specialists would not work, since the use of information technology makes life much easier for a person. Industry, agriculture, medicine can be just a small list of applications of information technologies [3].

**The connection of mathematics and the IT**

Types of mathematics that can be useful in programming are:

- Discrete mathematics;
- Logic;
- Combinatorics;
- Theory of probability;
- Graph theory;
- Number theory and Cryptography;
- Discrete optimization.

Studying separate areas of mathematics will not make you a programmer in the broad sense of the word. However, for some spheres of programming, basic school knowledge in this area and self-education are quite enough.

Programming covers different areas - from web programming to the creation of neural networks. In order to write a program with a simple algorithm, it is not necessary to be an expert in mathematics. But mathematics helps a programmer think in the right direction and write the correct code. There are many applied tasks in coding where math is not needed.

For a simple task tester, there is no need to know mathematics, but without mathematics, it is difficult to do, in terms of more complex tasks, in particular.

For example, for a search engine, you need to write complex algorithms that help you find relevant answers to your query. This selection is given to the users, based on specific formulas [2].

**Examples and research**

Yandex performed a survey among IT developers about programmer math knowledge.

The opinion in the survey was divided. Out of 15 respondents, 8 employees answered that mathematics must be known at a basic level, regardless of the field in programming, 7 answered that mathematics is not needed in some areas of programming [3].

**Conclusion**

Answering the question whether a programmer needs mathematics, it is necessary to give the answer: «Yes». Whatever the programmer is and whatever he does, the more knowledge in the exact areas he knows, the better for him as a specialist. This science cannot be neglected and it certainly cannot be said that it will be enough to know only simple mathematical operations.

References

1. Education website. Retrieved from: https://www.getsoch.net/ (access date: 15.03.22).
2. POLYCENT Youth Innovative Creativity Centers. Retrieved from: https://polycent.ru/. (access date: 18.03.22).
3. Web forum for IT professionals. Retrieved from: https://habr.com/. (access date: 22.03.22).

## PHYSICS AND GEOLOGY. SEISMOLOGICAL METHOD OF STUDIYNG THE EARTH'S CRUST

**Pratsuk M.I.**
Scientific advisor senior lecturer V.E. Mironova
***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

How can physics help a geologist? Physics and geology seem to be sciences that are very far from each other, but if physics did not help geologists, many deposits of iron, oil, copper and other minerals would not be found. What the eye cannot see underground will be "seen" with the help of sophisticated geophysical instruments. To illustrate it, in this paper some global problems of geology that are closely related to physics are presented:

The origin of the Earth and other planets;
The structure and composition of various geospheres;
Dating the age and stages of the Earth's development;
The thermal history of the Earth;
Development of the theory of rock destruction;
Prediction of geodynamic processes (earthquakes, mountain impacts, sudden gas emissions, etc.).

The purpose of this paper is to present one of the methods of rock research in order to clearly illustrate how this science is closely related to geology. Seismic exploration is based on the study of the features of the propagation of Earth's crust elastic vibrations. Seismic waves are caused artificially. They spread in rocks at a speed of 2-8 km/sec - depending on the density of the rock.

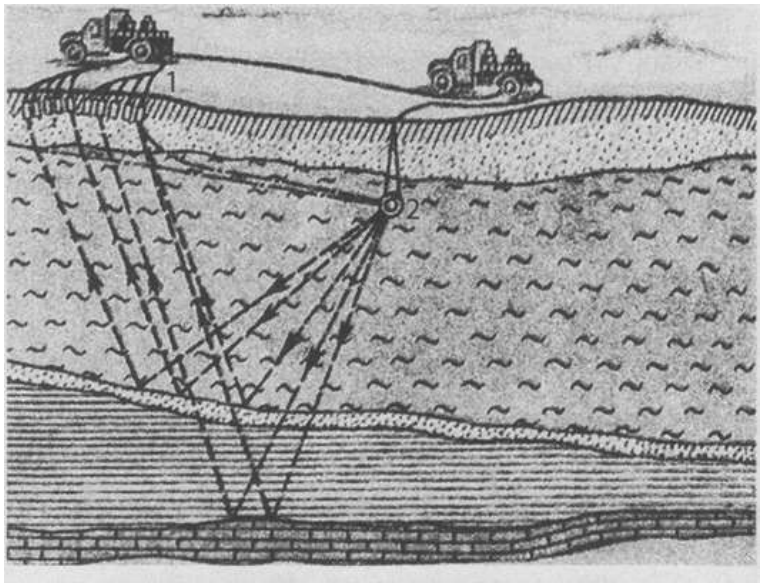



***Fig. The scheme of seismic exploration.***

***1 - reception system; 2 - transmission system.***

If we take a look at the picture, we can see that the transmitting system (number 2) creates vibrations, and the receiving system (number 1) receives reflected waves.

At the interface between two media of different densities, part of the elastic vibrations is reflected back to the Earth's surface. The other part overcomes the interface, it is refracted and goes deep into the bowels to the new interface until they finally disappear. Reflected seismic waves reaching the Earth's surface are captured by special receivers and recorded on a special recording tool. Having deciphered the graph, seismic explorers establish the boundary of certain rocks occurrence. According to this data, maps of the underground relief are built.

Previously, explosions were most often used as a source of elastic vibration. Now they have been replaced with a seismic vibrator. It can be installed on trucks and explore a fairly large area in a short period of time. In addition, vibrators allow you to work in densely populated areas.

***From the point of view of physics***

When a blow is applied to a rock layer, there is not an impulse, but a long process of vibrational harmonic attenuation. In fact, if a harmonic attenuation process occurs as a result of the impact, it means that the object of the impact

is an oscillatory system. The rock layer, which is an oscillatory system, is characterized by frequency. Studies have shown that the frequency F0 of the harmonic attenuation signal is related to the thickness (power) of the resonator layer H by the ratio: **f0 = k / h**, (1) where k is a coefficient with velocity dimension. For rocks, this coefficient, as it turned out, is equal, with an error not exceeding 10 %, 2500 m/s. Thus, by determining the natural frequency of the vibration process resulting from the impact, it is possible to determine the throughput of rock structures located in the studied zone of rock structures.

***Drawback***

The only drawback of this method is the small depth of the study, which does not exceed 2-3 kilometers. Therefore, explosion energy converters are used for deeper study. The explosion remains the source of the waves here. This explosion no longer occurs in the soil, but in a special explosive chamber. Explosive impulses are transmitted through steel plates to the ground, and a mixture of propane and oxygen is often used instead of explosives. All this makes it possible to significantly speed up the process of probing the subsurface.

***Conclusion***

Based on the given example, we can conclude that physics and geology are interconnected with each other, forming a single whole. Without knowing the physical laws and phenomena, such a science as geology would not exist. Without these laws, we would not be able to study minerals, rocks, the structure of the Earth's crust, and even more to search for minerals. Without these sciences, the world would be completely different.

References

1. Geophysics: Scientific and Technical Journal / Euro-Asian Geophysical Society (EAGO). — Moscow: Polipress, 2006. Retrieved from: http://elibrary.ru/title_about.asp?id=8615 (access date: 27.03.2022).
2. Kuvshinov, K. A. Pulse-vibration source of seismic signals / K. A. Kuvshinov, B. B. Moises, P. Ya. Krauins // News of Tomsk Polytechnic University [News of TPU] / Tomsk Polytechnic University (TPU). - 2010. — Vol. 317, No. 1: Earth Sciences. — pp. 77-81. Retrieved from: http://www.lib.tpu.ru/fulltext/v/Bulletin_TPU/2010/v317/i1/13.pdf (access date: 27.03.2022).
3. Rezyapov, G. I. Seismic exploration : textbook / G. I. Rezyapov; National Research Tomsk Polytechnic University (TPU) ; National Research Tomsk Polytechnic University (TPU), Institute of Natural Resources (IPR), Department of Geophysics (GEOF). — 1 computer file (pdf; 27.7 MB). — Tomsk: TPU Publishing House, 2012. Retrieved from: http://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2013/m130.pdf (access date: 27.03.2022).

## THE IMPORTANCE OF PHYSICS IN THE WORK OF A DRILLING ENGINEER

**Tursunova A.**
Scientific advisor senior lecturer V.E. Mironova
***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

The purpose of this article is to analyze the role of physics in the professional activity of a drilling engineer. To achieve this purpose it is necessary to solve several problems:

1. to give a concept of the drilling engineer activity;
2. to consider the laws of physics that are necessary for a drilling engineer.

Physics tells us about the laws of motion, equilibrium, the attraction of the earth, electricity and others. With the help of physics, people have learned what lightning, thunder, light, rain are. Physics is life itself, nature itself [5].

Richard Feynman in his lectures on physics said: "Physics is the most fundamental of all sciences, the most comprehensive; its influence on the entire development of science has been enormous. Indeed, after all, the current physics is quite equivalent to the long-standing natural philosophy, from which most of the modern sciences arose. It is not for nothing that students of all kinds of specialties are made to study physics; it plays a major role in many phenomena." Physics is a science that has a connection with many other sciences: mathematics, astronomy, biology, geology, chemistry, etc. [4].

Any machine, even the most complex computer works according to physical laws, thanks to accurate calculations of highly qualified specialists. Any applicant can become such a specialist by choosing a profession

for which physics is needed. It is quite difficult to cover the whole physical science [1]. The duties of a drilling engineer include drawing up a drilling schedule, forecasting the results of this process, coordinating work and necessary equipment, analyzing data on nearby wells, performing calculations for fixing wells, calculating the risk of well collisions, etc. [4].

Oil is not found in underground caves but exists in microscopic pores of sedimentary rocks. There are many interesting physical quantities, including hydraulic permeability, resistivity. A hydrocarbon collector is a rock containing voids and is capable of containing and filtering fluids (oil, gas, water). The vast majority of reservoir rocks are of sedimentary origin. One of the most common types of reservoir rock is quartz sandstone. To measure resistivity, there are three common methods that are currently used:

Electrodes;

Electromagnetic induction;

Propagation of electromagnetic radiation.

Resistivity does not distinguish oil and natural gas but neutron scattering occurs. Hydraulic permeability is another key physical characteristic of the reservoir rock. The greater the hydraulic permeability is, the easier it is to extract oil from the reservoir [2].

What is the role of physics in the drilling profession? The researcher Fred Dupriest began teaching a physics-based drilling course at Texas A&M, the first of its kind, in 2013. It is currently taught by Neunart, and this course remains unique, students are taught physics at the initial stage of drilling, as well as ways to identify and reduce performance constraints. At the initial stage of the project Fred Dupriest provides training in the physics of drilling mechanics, workflow, step-by-step tests and communications in order to involve everyone in drilling operations. What physical effects occur with drilling of oil and gas wells? These are the effects of impact. During the drilling process, a failure may occur in which one equipment damages another due to the impact. When drilling, Hooke's law is applied. Also, with the help of a physical law, it is possible to solve the main problem of the penetration rate. During the drilling process, the physical properties of the formations are constantly measured: temperature, electrical conductivity, magnetic susceptibility, radioactivity. This process is called logging. Unconventional engineering solutions are used for ultra-deep drilling. There are also physical problems and ways to deal with them: the drop between the hydrostatic pressure of the drilling mud column and the lithostatic (rock) pressure of the rock. To balance it due to special fillers, the density of the drilling mud is increased to about 2 g / cm3. Since the reservoir temperature at great depths exceeds 100-200 degrees, special equipment is needed to work on such wells: metal parts and joints, lubricants, drilling mud, specialized measuring equipment.

Conclusion.

Such physical quantities as force, pressure, mechanical stress are used to describe drilling processes and also to consider the properties of rocks undergoing drilling. Elasticity, compressive and tensile strength, plasticity are the most important mechanical properties of rocks that affect a number of processes occurring in the formation during development and operation of deposits. These concepts are physical, it is impossible to define them without knowledge of the basic physics.

References:


1. Physics in my profession [Electronic resource]. Retrieved from: https://flamenco.ru/fizika-v-moei-professii soobshchenie-fizika-v-tvoei-professii-celi-nashego-zanyatiya / (access date:10.03.22).
2. Physics in Oil Exploration [Electronic resource]. Retrieved from: https://physicstoday.scitation.org/doi/10.1063/1.1480782 (access date:15.03.22).
3. Physics in the profession of an oilman [Electronic resource]. Retrieved from: https://tfmarket.ru/life/fizika-v-professii-neftyanika-professiya-neftyanik-raznye-grani.html (access date: 18.03.22).
4. Potapova A.P. Study of the physical foundations of the oil and gas industry [Electronic resource]. Retrieved from: http://elib.cspu.ru/xmlui/bitstream/handle/123456789/4314/%D0%9F%D0%BE%D1%82%D0%B0%D0%BF%D0%BE%D0%B2%D0%B0_%D0%90_%D0%9F_%D0%92%D0%9A%D0%A0.%20%D0%91%D0%B0%D0%BA..pdf?sequence=1&isAllowed=y (access date: 20.03.22
5. Why do you study physics [Electronic resource]. Retrieved from: https://moitvoru.ru/index.php/home/russkij-yazyk/sochineniya-8-klass/1597-zachem-nuzhno-izuchat-fiziku-sochinenie (access date: 10.03.22).


## THE SPECIFIC NATURE OF INTERDISCIPLINARY EDUCATION IN THE TRAINING OF MODERN ECOLOGISTS


**Zavarukhina K. I.**

Scientific advisor senior lecturer V. E. Mironova

***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***


The modern development of technology has led to the degradation of the unfavorable environmental situation and the rise of a global environmental crisis. Every day humankind produces about 5 million tons of garbage, loses thousands of hectares of forest and consumes at least 12.5 million tons of food, a third of which in the end is simply thrown away [3]. The losses of society, which are driven by the increase in environmental disasters, may destroy all the results of economic progress in the near future. The development of ecological competence, sensible and careful attitude to resources, ecosystems and the planet as a whole is necessary for further comfortable and safe existence [1]. In this regard, it is proposed to conduct environmental education and training from the first year in general by introducing environmental knowledge into the content of socio-political, general education, general scientific and special disciplines [2]. Modern graduates, who are responsible for further development of technologies, face the challenge of organizing them in such a way as to minimize the impact on the environment, increase the volume of waste-free and energy-efficient production [7].

The basis of students' acquisition of knowledge in the field of environmental protection lies in the formation and development of scientific concepts in the process of learning. Concepts must be formulated correctly in order to objectively reflect the scientific world. It is important that the formulated ecological concepts reflect the interaction of a man and the environment holistically and objectively. In nature there are principles of ecological self-regulation, and each person must consciously take them into account, as well as anticipate the consequences of interference in the natural environment [5,6,8].

The purpose of this article is to study the features of interdisciplinary education of modern ecologists and to collect the data necessary to establish interdisciplinary connections in this field.

The research material included the works of such scientists as Aristotle, Theophrastus, and Pliny the Elder, these works were devoted to the history of animals - ecological classification, habitat, daily activity, etc., the basics of geobotany and the economic nature of zooecological concepts. Also, the research material includes more modern works by such scientists as Broglie, who conducted one of the first environmental experiments - the effect of atmospheric pressure on animals. Linnaeus, who described the concept of equilibrium in nature, assessed the leading influence of climate conditions

and described phenological observations - the death of some organisms as a means of existence for others; Buffon described the influence of environmental factors, as well as an exponential population increase of some animals. Charles Darwin also made a significant contribution to the development of the study of ecology, he explained the parasitism of the cuckoo, the death of large animals from catastrophic causes, the theory of the coral reefs origin, the classification of the relationships between organisms [6]. There are also more recent works, for example, Henry Chandler Colesgiep was one of the founders of the «dynamic ecology» research, where he found evidence of succession in the growing season of soils, associated with age. The principle of interdisciplinary environmental instruction represents a version of pedagogical modification and practical implementation of a systematic approach and is aimed at the coordinated study of certain environmental problems by means of various academic subjects. Environmental training is aimed not only at the development of a trustworthy comprehension by learners, but also at their understanding of moral values and attitude to environment, at instilling patterns of environmentally satisfactory behaviour and developed operation in the environment. Within the individual subject («Ecology») these tasks are hardly achievable for certain reasons.

- Environmental education cannot exist without knowledge, expertness and adeptness traditionally related to different subjects. A methodical analysis of the contemporary environmental problems calls for pooling of information and methods of various disciplines, which implies involvement of experts from different areas in students' environmental education. The systemic nature of modern environmental questions requires different attitudes to their consideration and analysis. Within the framework of a single discipline, it is impossible to ensure the acquisition of all the knowledge, values, attitudes, skills and abilities necessary for solving modern environmental crises. The issues of ecology, environmental ethics and modern environmental crises should be considered in many disciplines in the field of life sciences, Earth sciences, etc. Effective environmental education should include a system of various types of cognitive and practical activities that correspond to systemic, interdisciplinary and global approaches to solving modern environmental crises.

The advisability and necessity of applying the principle of interdisciplinarity in environmental education is also conditioned by the objective interaction between the world of nature and humankind. Obviously, each academic subject can ensure the exposition of not all, but only individual ecological worldview, ideas that are inherent in this particular academic subject, consistent with its structure and content. Moreover, the solution of specific problems of environmental education in the process of teaching a particular academic subject should be subordinated to the general structure and logic of the given subject.

All the main disciplines studied by students of economic and managerial professions have a certain ecological education potential. The problems discussed in such disciplines can make a certain contribution to the formation of scientific ecological concepts necessary for students to understand the physical, biological, geological, social and other mechanisms of the environmental functioning. Qualitative improvement of the real practice of forming students' responsible attitude to nature and ecological culture in general is possible only through the broad involvement of the achievements of modern natural sciences and humanities in the study of disciplines that seem to be far from nature conservation issues. It is necessary to create and introduce a pedagogical theory and university practice of a new ecocentric paradigm of education into the public consciousness [4]. At first, ecology was closely connected with biology, being considered as one of its sections. The increase in the number of scientific discoveries and successes in the study of sciences in the XX century occurred in the process of close integration of various fields. Related disciplines made it possible to solve problems for which researchers cannot find an answer through the efforts of one scientific branch of knowledge.

In addition to biology, environmental science is most closely related to the following branches:

- chemistry;
- physics;
- mathematics;
- geography.

At the present stage of society development, biological and ecological research is united by a common and extremely urgent goal: to provide a general picture of the nature functioning and to determine the place and role of humankind in natural processes. Chemistry and ecology, mutually complementing each other, create the scientific foundations of rational environmental management and protection, contribute to the optimization of human interaction with nature.

Ecology is related to physics and mathematics:

1. The use of data and knowledge about the physical parameters of the environment (ionizing radiation, atmospheric and hydrostatic pressure, density and viscosity, etc.) and methods of their determination in terrestrial and aquatic ecosystems.

2. Application of physics technologies in water and air decontamination procedures (ultrafiltration, etc.).

3. Application of mathematical methods of analysis and data processing for modeling ecosystems and predicting the development of ecological processes.

Geography makes a significant contribution to solving various environmental problems due to its complex nature as a science located at the junction of natural and social sciences.

Conclusion

Today there are a lot of environmental problems in the world, and environmental education is important for this very reason. Environmental education is a difficult and lengthy process of teaching young people to understand environmental problems and ways to solve them. Thanks to such education people create incredible ways to protect and help our nature and the planet. To do this, it is necessary to study the issues of providing the training process of future ecologists with methodology and practical recommendations for the formation of specialist qualities characterized by the ability to develop and optimally use modern information technologies.

References

1. Ecology: textbook / Ed. A.V. Totaya M.: Yurayt, 2011. 431 p.
2. Glyadimova N. V., Kashitsyna S. V. Ecological aspect in the methodology of studying chemistry in a railway university // Bulletin of the MANEB International Academy of Sciences and Life Safety. 2012 Vol. 17, No. 3. 250-253 p.
3. Ivanushkin G. "Environment" 01.08.2018 Electronic resource] / G. Ivanushkin - digital text data. - 2018 – URL: https://www.asi.org.ru/news/2018/08/01/1-avgusta-den-ekologicheskogo-dolga/
4. Pisarenko E.A. Interdisciplinary nature of environmental education and upbringing
5. Ruppel O. A. Modern approaches in the work on environmental education and the formation of ecological culture of children and adolescents // Current problems of innovative pedagogical education. 2017, No. 2(2). pp. 14-16
6. Stauffer, R.C. (1957) Haeckel, Darwin and Ecology. Quarterly Review of Biology 32. pp. 138—144.
7. Stepanovskikh A.S. Applied ecology: environmental protection. Moscow, 2003. 790 p.
8. Trubina L. K., Bochkareva I. I., Seletev B. V., Nikolaeva O. N. The concept of a practice-oriented approach to environmental education // Current issues of education 2015 No. 1. pp. 201-207.

## SCIENCE THROUGH THE PRISM OF ART: INTERCONNECTION AND INTERDEPENDENCE

**Zonova E.V., Shilovskaya E.S.**
Scientific advisor senior lecturer V.E. Mironova
***National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia***

Art and science are two fields of human interest without which a man could not imagine his life from time immemorial. There is an opinion according to which they are interconnected and interdependent on each other. At the same time a lot of people strongly believe that they are two completely opposite directions in human development.

The purpose of the article is to establish the influence and relationship between science and art.

In both science and art, the inspirational idea and environment play a significant role. Some scientific discoveries seem to come out of nowhere, while others are made with great difficulty. The scientific view of the world is much more precise, while the worldview of an artist appears to be more abstract. If we argue about the relationship between science and art, we can say that artists assess the world generally by means of feelings and emotions. They invent various technical mechanisms to model the action of certain objects, without going into the details of their functioning. Scientists, on the other hand, often bring these objects to life, draw their thoughts from the fruits of the art, and, taking advantage of important insights, make discoveries [3].

If the influence of science on art is caused primarily by the presence of a cognitive component, then the opposite influence - art on science - is caused by the presence of an aesthetic component in scientific activity. Art itself, as the kind of activity responsible for the satisfaction of human artistic needs, appears to be the main way of developing a sense of beauty, the art of evaluating the aesthetic qualities of objects and phenomena. For the scientist, aesthetic aspects are thought to be additional but very powerful way of testing the truth of his intellectual potential. For the scientist, art is the main factor that stimulates the creative process giving rise to a state of emotional excitement and inspiration, as well as liberating the imagination. Art enlightens and enriches his mind. The biography of some scientists shows that some of them were not far from art. For example, Einstein played the violin, S. Morse painted pictures, and M. Lomonosov is famous for his mosaic paintings [5].

Art has long used scientific knowledge. For example, it is well- known from the history of art that mathematical and optical images influenced on the state of architecture and painting. Painting came into being much earlier than science. It is enough to remember the rock paintings of our ancestors. However, the formation of such science as chemistry contributed to the origin of new paints, which expanded the palette of artists. With the invention of glass, the techniques of smalt and stained glass emerged [4].

As for mathematics, its connection with the fine arts is quite obvious. For example, one of the most famous achievements of Renaissance artists is the invention of the mathematical scheme - linear perspective. Any student knows that an artist should know the laws of perspective reduction [3].

Having examined geometry, one can make sure that the same terms are present both in this exact science and in drawing: line, form, construction of geometric bodies and figures. The geometric style was very evident even in the art of antiquity (ancient Greek vases, composed of geometric forms, with strict compliance with the laws of symmetry). The laws of composition in the fine arts are closely related to geometry, as well. They include the distribution of figures and objects in space, the establishment of volume relations, light and shade gradations and the search for a compositional center.

During the composition and art history lessons we can get acquainted with another very important concept for artists and mathematicians - the «golden ratio rule». Despite the fact that the artist and the scientist solve different problems (the first - comprehends the relationship of man with other people and himself, the second - explores the laws of the universe), both science and art serve the same purpose: the search for truth and harmony in the world around us [4].

The Mona Lisa is surely a work of art known to everyone. It has been the subject of many studies and analyses and has been the subject of many myths and legends. On this example, you can easily prove how mathematics has influenced painting.

Perhaps the most striking example of Mona Lisa's mathematics is that the composition of the painting is built on the «golden ratio» more precisely on triangles that are parts of a regular star-shaped pentagon. But this is not the most striking example in the work of Leonardo da Vinci, showing the influence of mathematics on painting, namely on the composition of the picture.

Among Leonardo da Vinci's works, The Last Supper is one of the best examples of the use of the golden ratio or divine proportion. You can notice the observance of geometry in the background, for example, the clear rectangles depicted in perspective, on the walls, ceiling and windows. The composition of the painting is mathematically simple and rigorous.

It's worth talking about it in more detail. The picture depicts 12 apostles. They are arranged around their Teacher in two groups on each side of him and three in each group. The two groups closest to Christ appear more compact. It is as if they are inscribed in two triangles framing the triangle of the central figure. Two outermost groups are shown more quietly and broadly. They form quadrangles. The entire composition of the painting is strictly symmetrical and strictly balanced in relation to the vertical axis passing through its main point.

Thus, the geometric center of the painting and its semantic center strictly coincide, and the rays consisting of the ceiling vault and walls, converging at the main point, further draw the viewer's attention to the center.

It is hardly possible not to recognize the global impact of the scientific and technological revolution on humanity, which in turn caused a wave of understanding the problems of the time by artists and fiction writers. Thus, the connection between science and art is undeniable and indisputable. Both these ways of learning the world are aimed at solving one problem – the search for Truth, in this endless search they complement each other and have a direct impact on each other [1], [2].

References

1. Burmakin E. World outlook aspect of interrelation of art and science // Proceedings of Tomsk Order of the October Revolution and the Order of Labor Red Banner Polytechnic Institute named after S. M. Kirov. – 1973.
2. Zelmanov A.B. The impact of scientific and technological revolution on the spiritual life of society // Proceedings of the Tomsk Order of the October Revolution and the Order of the Red Banner of Labor Polytechnic Institute named after S. M. Kirov. – 1974.
3. Science and art // Official site of artist Pavel Lyakhov URL: https://pavel-lyakhov.ru/rus/science-vs-art.html (date of access: 12.03.2022).
4. Connection of art with exact sciences (Terekhina I.V.) // Infowrok URL: https://infourok.ru/statya-svyaz-iskusstva-s-tochnymi-naukami-5073895.html (date of access: 12.03.2022).
5. The influence of art on science // Studopedia URL: https://studopedia.ru/11_113731_vliyanie-iskusstva-na-nauku.html (date of access: 12.03.2022).

***СОДЕРЖАНИЕ***

**Предисловие**.....1

**Секция 9. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Балабин Н.А.** ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА ПЕРСИДСКОГО ЗАЛИВА.....12
**Белов Т.В.** ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ КОЛЛЕКТОРОВ ФЛЮВИАЛЬНОГО ТИПА С УЧЕТОМ ИХ ИХ ГЕНЕТИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ.....13
**Бычков Д.А.** ОПТИМАЛЬНЫЙ ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ ДЛЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ.....15
**Гараев Г.Т.** УЛУЧШЕНИЕ СЕПАРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ С ПОМОЩЬЮ МАГНИТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ.....17
**Гелдимурадов А.Г., Агалыев С.Д.** АНАЛИЗ НЕРАВНОМЕРНОСТИ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ СОЗДАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОВЫХ ХРАНИЛИЩ В ТУРКМЕНИСТАНЕ.....19
**Денисов В.И.** ОБОСНОВАНИЕ УЧЕТА ПАРАМЕТРА ПЛОТНОСТИ СЕТКИ СКВАЖИН ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТИПАХ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....21
**Джалаев П.Б., Анналыев П.Х.** ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРИ ЗАКАЧКЕ В ПОРИСТУЮ СРЕДУ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ ПАВ.....23
**Залялетдинова М.А.** КОРРЕКЦИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....24
**Какаев И.Я., Беглиев Б.** АНАЛИЗ СИСТЕМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С БОЛЬШИМ ЭТАЖОМ ГАЗОНОСНОСТИ.....25
**Карсаков А. В.** МЕТОДИКА ПОДБОРА МЕСТОРОЖДЕНИЙ-АНАЛОГОВ.....27
**Ким В.В.** ОПТИМИЗАЦИЯ БАЗОВОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ВЫСОКИМ РИСКОМ КОНУСООБРАЗОВАНИЯ (НА ПРИМЕРЕ НЕОКОМСКИХ ПЛАСТОВ ПК13-22).....29
**Комеков Р.Д., Гараев Г.Т.** ПОДСЧЕТ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ И ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ, ПРИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ СИЛЬНО ОБВОДНЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ.....31
**Кондратенко Ф.И., Мурачев А.С.** РАЗРАБОТКА КАСКАДНОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭФФЕКТА ОТ ГРП.....32
**Корнев А.И., Юркин А.А., Мурачев А.С.** АНАЛИЗ РАСЧЕТА ХАРАКТЕРИСТИКИ КРИВОЙ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ В ЦЕЛЯХ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ.....35
**Кулаков М.В.** ВЛИЯНИЕ ВВОДА ОТПАРНОЙ КОЛОННЫ В СИСТЕМУ РЕГЕНЕРАЦИИ ГЛИКОЛЯ НА КАЧЕСТВО АБСОРБЦИОННОЙ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА.....37
**Курилович Р.О., Федюшкин К.Г., Карапузов И.А.** ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНОЙ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТОВ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ.....39
**Линин А.В.** УЛЬТРАЗВУКОВАЯ ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ СОРТОВ НЕФТИ.....41
**Монастырёв А.А.** АНАЛИЗ И РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ВЫСОКООБВОДНЁННЫХ ПЛАСТОВ.....42
**Мухамметдурдыев М.Б.** ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ МЕЖДУ ФИЛЬТРАЦИЕЙ И ИНФИЛЬТРАЦИЕЙ.....44
**Новак М.В.** ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕНЕТИЧЕСКИХ АЛГОРИТМОВ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА.....45
**Нурмаганбетова К.А., Хагай Д.Э.** ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.....47
**Пакшандаев Я.А.** ТРУДНОСТИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ШЕЛЬФА.....49
**Пидзамкив Е.В.** СОЗДАНИЕ АЛГОРИТМА ГЕНЕРАЦИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ УЧЕТА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ.....51
**Подоляко Д.С.** ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ СПИРАЛЬНО-ЛЕПЕСТКОВОГО ШТУЦЕРА.....53
**Подоляко Д.С.** ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АВТОМАТИЧЕСКИ РЕГУЛИРУЕМОГО ШТУЦЕРА.....55
**Полянский В.А.** ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ «FISHBONE» ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ФАЦИАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ (НА ПРИМЕРЕ КОЛЛЕКТОРА МЕССОЯХСКОГО ТИПА).....57
**Пономарева У.В., Чеканцева Л.В.** ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРА НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА АНОМАЛЬНОЙ НЕФТИ.....59
**Рахматуллин Р.Р.** РАЗРАБОТКА КОНЦЕПЦИИ АВТОМАТИЗАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ, РАЗРАБАТЫВАЕМОЙ УСТАНОВКОЙ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА.....61
**Рахматуллин Р.Р.** АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИНЫ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В КОМПЛЕКСЕ С МУЛЬТИСКВАЖИННЫМ РЕТРОСПЕКТИВНЫМ ТЕСТОМ.....63

**Сафроненко А.В.** ОБЗОР ПРИМЕНЕНИЕЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ..... 65
**Сметанина Л.А.** ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ КОНУСООБРАЗОВАНИЯ В ПЛАСТЕ ..... 66
**Сытникова С.А.** ПРИМЕНЕНИЕ CRM МОДЕЛИ ДЛЯ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ..... 69
**Сытникова С.А.** ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ РАБОЧЕГО АГЕНТА ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ..... 71
**Титков А.Ю.** СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ..... 75
**Хагай Д.Э., Собослаи М.Г.** УСПЕШНЫЙ УСПЕШНЫЙ ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ КАК МЕТОДА УВЕЛЕЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ..... 77
**Чимитов С.Н.** АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ АССИМЕТРИЧНОЙ КОНСТРУКЦИИ КОНЦЕНТРИЧЕСКОЙ ЛИФТОВОЙ КОЛОННЫ НА ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ В ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЕ (НА ПРИМЕРЕ ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ) ..... 79
**Шакиров Е.М.** АНАЛИЗ РАБОТЫ ГЕНЕТИЧЕСКИХ АЛГОРИТМОВ ПРИ ПОСТРОЕНИИ АДАПТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ..... 81
**Шилов А.А.** ВЛИЯНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ. БОРЬБА С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНИСТЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ ..... 83
**Ширманова Ю.М.** ИЗУЧЕНИЕ ВОПРОСА ПРИМЕНЕНИЯ ЯДЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ..... 84
**Эккерт А.Ю.** АЛГОРИТМЫ КЛАСТЕРИЗАЦИИ И ВОЗМОЖНОСТЬ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ К АНАЛИЗУ ДАННЫХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ..... 85
**Ющенко С.С., Смирнов В.А.** РАЗРАБОТКА ГАЗОНЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ С ПОДСТИЛАЮЩЕЙ ВОДОЙ СИСТЕМОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРОРЫВА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ ..... 87

**Секция 10. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

**Стрижак П.А.** ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОГО И НАДЕЖНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ..... 90
**Аскаров А.Б., Литвинов С.А., Воронин С.В.** К ВОПРОСУ НАСТРОЙКИ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ РАЗЛИЧНОГО УРОВНЯ В СОВРЕМЕННЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ ..... 91
**Аскаров А.Б., Суворов А.А., Андреев М.В.** РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СИЛОВЫМ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕМ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ ДЛЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК НА БАЗЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ЭНЕРГОРАЙОНАХ С ОБЪЕКТАМИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ..... 93
**Ашихмин А.Е., Семёнова А.Е., Фёдоров В.С.** ТЕПЛООБМЕН ПРИ ПУЗЫРЬКОВОМ КИПЕНИИ КАПЛИ ТОПЛИВНОЙ ЭМУЛЬСИИ В ПРОЦЕССЕ СОУДАРЕНИЯ С ТВЕРДОЙ СТЕНКОЙ ..... 95
**Бай Ю.Д., Киевец А.В., Томалев А.А.** ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ВЕРОЯТНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ..... 98
**Бухаров Е.В., Гусаров И.Н., Андреев М.В.** РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА НА ОСНОВЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ..... 100
**Головкин В.В., Космынина Н.М.** АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГЭС МОЩНОСТЬЮ 6400 МВт ..... 101
**Дорохов В.В.** МНОГОФАКТОРНАЯ ОЦЕНКА ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ УГЛЕЙ И ШЛАМОВ В ПАРОВОЗДУШНОЙ СРЕДЕ ..... 103
**Коновалова Е.А., Рубан Н.Ю.** ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ УУПК НА ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 220 КВ ..... 105
**Кремлёв И.А.** АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ СЕРВИСНЫХ РОБОТИЗИРОВАННЫХ ПЛАТФОРМ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЙ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ..... 107
**Кренева А.Р., Стружина В.Д., Разживин И.А.** РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ ..... 109
**Малькова Я.Ю., Уфа Р.А., Разживин И.А.** ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕЩЕНИЯ И МОЩНОСТИ СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ ..... 110
**Мицкевич Р.В., Рубан Н.Ю.** ПРИМЕНЕНИЕ АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИНЕРЦИОННОГО ОТКЛИКА ПО ЧАСТОТЕ ..... 113
**Рудник В.Е., Рубан Н.Ю., Бай Ю.Д.** МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ..... 115
**Свириденко А.С., Пономарев К.О.** ПОДАВЛЕНИЕ ГОРЕНИЯ ГОРЮЧИХ ВЕЩЕСТВ В УСЛОВИЯХ ВОЗДЕЙСТВИЯ ОГНЕТУШАЩИХ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ ВОДЫ СО СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫМИ ДОБАВКАМИ ..... 117
**Семёнова А.Е., Ашихмин А.Е., Хомутов Н.А.** ИССЛЕДОВАНИЕ НЕСТАБИЛЬНОСТИ ТОНКОГО СЛОЯ РАСТЕКАЮЩЕЙСЯ КАПЛИ ЭМУЛЬСИИ В РЕЖИМЕ ПЛЕНОЧНОГО КИПЕНИЯ ..... 118

**Сергиенко В.Ю., Космынина Н.М.** АНАЛИЗ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ 220/110/35/10 кВ ..... 121
**Сулайманова В.А., Гусев А.С.** ПРОБЛЕМА САМОЗАПУСКА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ..... 122
**Томалев А.А., Разживин И.А.** ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ, ИСПОЛЬЗУЮЩИХ ФАКТИЧЕСКУЮ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКУЮ ИНФОРМАЦИЮ ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ В ЦИКЛЕ ПЛАНИРОВАНИЯ ..... 124
**Хомутов Н.А., Ашихмин А.Е., Семёнова А.Е.** ВЛИЯНИЕ СВОЙСТВ ЖИДКОСТЕЙ НА ДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАПЕЛЬ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ С ТВЕРДОЙ НАГРЕТОЙ СТЕНКОЙ ..... 126
**Юнусов И.М.** ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ГАЗОТУРБИНАХ ..... 128

**Секция 11. ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ**

**Амзараков Д.Е., Никитин И.В.** ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОБЕССЕРИВАНИЯ ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ ..... 130
**Артемьева А.С.** ЦЕОЛИТЫ ZSM-5 С РАЗЛИЧНОЙ ПОРИСТОЙ СТРУКТУРОЙ В СИНТЕЗЕ АЛКИЛХИНОЛИНОВ ..... 131
**Артемьева Ж.Н., Дьячкова С.Г., Горевая М.А.** ПОБОЧНЫЕ ПРОДУКТЫ ОКИСЛИТЕЛЬНОЙ ДЕСУЛЬФИРИЗАЦИИ ТОПЛИВА СУДОВОГО МАЛОВЯЗКОГО – ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ИНГИБИТОРЫ КОРРОЗИИ ..... 133
**Бунаев А.А., Долганова И.О., Долганов И.М.** РАЗРАБОТКА НЕСТАЦИОНАРНОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПИРОЛИЗА БЕНЗИНОВОЙ ФРАКЦИИ С УЧЕТОМ НАКОПЛЕНИЯ КОКСА ..... 134
**Гриценко Е.Ф., Аркенова С.Б., Назарова Г.Ю.** ИЗМЕНЕНИЕ СТРУКТУРНО-ГРУППОВОГО СОСТАВА ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ В ПРОЦЕССЕ ГИДРООЧИСТКИ ..... 137
**Жиров Н., Журавков С.П.** ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ФАЗОВЫЙ СОСТАВ И СВОЙСТВА Ni-Mo-СОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ..... 138
**Копычева У.Н.** ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ЖИДКОФАЗНОГО АЛКИЛИРОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ..... 140
**Кульчаковский П.И., Мась В.А., Пенкова О.В., Ленев Д.А.** ИЗМЕРЕНИЕ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО РАВНОВЕСИЯ ЖИДКОСТЬ-ЖИДКОСТЬ В СИСТЕМЕ АНИЛИН – 4,4'-МЕТИЛЕНДИФЕНИЛАМИН – ВОДА ..... 142
**Кухарева Е.В.** ВЛИЯНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ И ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ НА СТАБИЛЬНОСТЬ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ..... 144
**Лещик А.В.** ПРЯМОЕ ОКИСЛЕНИЕ БЕНЗОЛА В ФЕНОЛ В НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ПЛАЗМЕ БАРЬЕРНОГО РАЗРЯДА: ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ РЕАКТОРА ..... 146
**Лукина Е.А., Лоскутова Ю.В.** ВЛИЯНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО И НИЗКОЧАСТОТНОГО АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ ..... 147
**Махалкина А.Р., Жиров Н., Журавков С.П.** ВЛИЯНИЕ ТЕРМООБРАБОТКИ НА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА Ni- И ПОЛИОКСОМЕТАЛЛАТ-СОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ..... 149
**Межова М.Ю., Назарова Г.Ю.** РАЗРАБОТКА ФОРМАЛИЗОВАННОЙ СХЕМЫ ПРЕВРАЩЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРОЦЕССЕ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ИНДИВИДУАЛЬНОГО СОСТАВА ГАЗОВ ..... 150
**Нафо Б.Д., Назарова Г.Ю.** ВОВЛЕЧЕНИЕ РАФИНАТА И ДЕАСФАЛЬТИЗАТА ВАКУУМНОГО ОСТАТКА НА УСТАНОВКУ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ ..... 152
**Пантилов П.В., Кривцов Е.Б.** ТЕРМИЧЕСКИЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ГОРЮЧЕГО СЛАНЦА КАШПИРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ..... 154
**Назаренко М.Ю.** ПОЛУЧЕНИЕ ИЗОТРОПНОГО КОКСА ИЗ СЛАНЦЕВОЙ СМОЛЫ ПРОЦЕССА ПОЛУКОКСОВАНИЯ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ ..... 156
**Павлова А.А., Бердникова А.А.** ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА НА ИЗМЕНЕНИЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ ..... 157
**Петрова Н.Н.** ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОСТОЯННОГО МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ..... 159
**Сайденцаль А.Р., Лоскутова Ю.В.** ВЛИЯНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОЛЯ НА ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫЕ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И АНТИОКСИДАНТНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТИ ..... 161
**Попова Е.С., Прозорова И.В.** ВЛИЯНИЕ АМФИФИЛЬНОГО ПОЛИМЕРА И КАРБОНОВЫХ КИСЛОТ НА СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ ..... 163
**Тарасов В.Е., Кривцова К.Б.** ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СМЕСЕЙ-ИНГИБИТОРОВ НА ОСНОВЕ ПРИРОДНЫХ НЕФТЯНЫХ СМОЛ НА ПРОЦЕСС КОАГУЛЯЦИИ АСФАЛЬТЕНОВЫХ АГРЕГАТОВ ..... 165
**Филиппова Н.А.** ЦЕОЛИТНЫЕ КАТАЛИЗАТОРЫ С ИЕРАРХИЧЕСКОЙ ПОРИСТОЙ СТРУКТУРОЙ В СИНТЕЗЕ ПИРИДИНОВ ..... 166
**Форутан С.К.** ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РЕАКЦИЙ ПОЛУЧЕНИЯ ИЗОБУТИЛЕНА И БУТАНА В ТЕХНОЛОГИИ FCC НА ОСНОВЕ УЧЕТА ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ГРУПП В МОЛЕКУЛАХ УГЛЕВОДОРОДОВ ..... 168

**Солопова А.А., Долганова И.О., Долганов И.М., Ивашкина Е.Н.** ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССА СУЛЬФИРОВАНИЯ ЛИНЕЙНЫХ АЛКИЛБЕНЗОЛОВ ..... 170
**Чернышов М.Н., Белинская Н.С.** РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ГИДРОКРЕКИНГА ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ ..... 172
**Чайкина Я.И.** ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ МАГНИТНОЙ ОБРАБОТКИ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ..... 174
**Юрлов С.С., Гончаров А.В., Кривцов Е.Б.** ВЛИЯНИЕ РАДИКАЛ-ОБРАЗУЮЩЕЙ ДОБАВКИ НА СОСТАВ ПРОДУКТОВ КРЕКИНГА ВАКУУМНОГО ОСТАТКА ОМСКОГО НПЗ ..... 176

**Секция 12. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ**

**Вакалова Т.В., Сергеев Н.П., Толегенов Д.Т.** СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РЕСУРСНО-СЫРЬЕВОГО ПОТЕНЦИАЛА ТЕХНОЛОГИЙ СОВРЕМЕННЫХ СИЛИКАТНЫХ МАТЕРИАЛОВ ..... 178
**Волков С.Е., Колупаев М.С., Назаренко М.Ю.** ИЗВЛЕЧЕНИЕ ОКСИДОВ ЖЕЛЕЗА И АЛЮМИНИЯ ИЗ СЛАНЦЕЗОЛЬНЫХ ОСТАТКОВ ..... 180
**Меженин А.В.** МАГНЕЗИАЛЬНОСИЛИКАТНЫЕ ПИГМЕНТЫ НА ОСНОВЕ ФТОРИРОВАННОГО ТАЛЬКА ..... 182
**Панкратьева К.А.** ПЕРЕРАБОТКА САПОНИТОВОЙ ГЛИНЫ ..... 184
**Перминова И.А.** ПОЛУЧЕНИЕ КОЛЛЕКТИВНОГО КОНЦЕНТРАТА РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ МЕТАЛЛОВ ИЗ МОНАЦИТА ..... 186
**Сагун А.И.** РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ ИЗНОСОСТОЙКОЙ КОРУНДОВОЙ КЕРАМИКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИРОДНОГО СЫРЬЯ ..... 188
**Яковлева В.С., Косухина Н.В.** МАГНЕЗИАЛЬНЫЕ ВЯЖУЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ИЗ ДОЛОМИТОВОГО СЫРЬЯ ..... 190

**Секция 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН**

**Аверкиев В.А., Захаров А.С., Минаев К.М.** СИСТЕМЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ..... 192
**Бетчанов Д.М.** ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ УРАНА НА УЧАСТКЕ С ГЕОЛОГИЧЕСКИМ ОСЛОЖНЕНИЕМ НА ПРИМЕРЕ БЛОКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЮЖНЫЙ ИНКАЙ» ..... 194
**Даси Э.Ш.** СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМАХ ДЛЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ..... 196
**Елькин Н.А.** БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ..... 198
**Зотов З.Г., Попова М.С.** УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ НА ОСНОВЕ ИНТЕРАКТИВНОЙ БАЗЫ ДАННЫХ ..... 200
**Ицкович Д.К.** СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ВСТАВНЫХ КОМПОЗИТНЫХ ЗУБКОВ ШАРОШЕК БУРОВЫХ ДОЛОТ ..... 202
**Кривцов С.А.** БУРЕНИЕ СКВАЖИН ТЕХНОЛОГИЕЙ FISHBONE КАК АНАЛОГ ПРОВЕДЕНИЮ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ..... 203
**Кулаков А.С.** ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУР БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С ДОБАВКАМИ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ЛИГНИНОВ ..... 205
**Кушнер Л.Е., Минаев К.М.** ИССЛЕДОВАНИЕ ПОНИЗИТЕЛЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ НА ОСНОВЕ ПОЛИСАХАРИДНЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ..... 207
**Маслов С.А.** ДОБАВКИ НА ОСНОВЕ ПОЛИАКРИЛАМИДА В СОСТАВЕ БУРОВОГО РАСТВОРА ..... 209
**Ортин И.В.** ОПЫТ БУРЕНИЯ НА ДЕПРЕССИИ В ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ ..... 211
**Щербаков Р.Э., Ковалев А.В.** ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ АДАПТИВНОЙ СИСТЕМЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ И АВАРИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ ..... 213

**Секция 14. ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ**

**Васильев М.А.** МОДЕРНИЗАЦИЯ РАБОЧЕГО КОЛЕСА ШЛАМОВОГО НАСОСА В СИСТЕМАХ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА ..... 215
**Ефремов Р.А., Сердюк И.М., Рыбалкин Л.А.** РАЗРАБОТКА ЛАБОРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ..... 216
**Исаев Е.Д.** РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПОДБОРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ШАРОСТРУЙНОГО БУРЕНИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ УСЛОВИЯХ ..... 217
**Кириллов В.П.** ОБЗОР СИСТЕМ АКТИВНОЙ ВИБРОЗАЩИТЫ РОТОРНЫХ МАШИН ..... 220
**Кротов Е.В.** УСТРОЙСТВО ЛОКАЛЬНОГО УДАЛЕНИЯ ВЛАГИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЁЖНОСТИ РАБОТЫ ПНЕВМАТИЧЕСКОГО АНТИПОМПАЖНОГО КЛАПАНА ..... 222
**Пастаева А.К.** ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТА НЕФТЕПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ ..... 223
**Сердюк И.М., Шилова Т.В.** ПРОНИЦАЕМОСТЬ УГЛЯ С ДРЕНАЖНОЙ ТРЕЩИНОЙ, РАСКЛИНЕННОЙ РАЗРЕЖЕННЫМ МОНОСЛОЕМ ПРОППАНТА ..... 225

**Секция 15. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА**

**Азимов Э.Б.** ТРАНСПОРТИРОВКА ВЯЗКИХ НЕФТИ ПО МАГИСТРАЛЬНОМУ ТРУБОПРОВОДУ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ МЕТОДОВ ..... 228
**Атамаммедова М., Гахрыманов Ы.** ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕСТНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ОТЧИСТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ..... 229
**Атрашкевич М.Д.** ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОТКАЗОВ СТАЛЬНЫХ ПОДЗЕМНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ..... 230
**Батухтин А.А.** ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО МАТЕРИАЛА НА ОСНОВЕ ПОЛИИЗОЦИАНУРАТА ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА ..... 232
**Бек В.Г.** СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ОТ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ..... 234
**Бычков Н.А.** ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСИЛИЙ ДЛЯ УСТАНОВКИ ОСЕЙ УПРУГО-ИЗОГНУТОГО ТРУБОПРОВОДА В ЕДИНУЮ ПРОДОЛЬНУЮ ЛИНИЮ ..... 236
**Зубарев Д.А., Морозова А.В.** ОПРДЕЛЕНИЕ КИСЛОРОДОСОДЕРЖАЩИХ ГРУПП В НЕФТЯХ МЕТОДОМ ПОТЕНЦИОМЕТРИЧЕСКОГО ТИТРОВАНИЯ ..... 238
**Иванова Д.В.** ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСА «ДИОГЕН» ДЛЯ РАЗМЫВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕЗЕРВУАРОВ..... 240
**Косихин З.С., Павлюк М.Е.** ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА ДИНАМИЧЕСКИМ МЕТОДОМ ИЗМЕРЕНИЯ ТВЕРДОСТИ ..... 242
**Крюковский М. В.** СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ ..... 244
**Курасов О.А.** МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ И УПРАВЛЕНИЕ СРОКОМ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ..... 245
**Луценко М.Е.** РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ, ПОДВЕРЖЕННЫХ ВЛИЯНИЮ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ПРОЦЕССОВ ..... 247
**Луценко М.Е.** ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РУЧЕЙКОВОЙ КОРРОЗИИ НА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ..... 249
**Назклычева Ф.С., Федин Д.В.** РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ ПО МИНИМИЗАЦИИ НАКОПЛЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРЕ ТИПА РВС-20000 КУБИЧЕСКИХ МЕТРОВ ..... 251
**Никулина Ю.А., Бурков П.В.** БЕСПРОВОДНАЯ ПЕРЕДАЧА ДАННЫХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДВОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ..... 253
**Овчаренко Д.М.** РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО СООРУЖЕНИЮ ПОДВОДНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА ..... 255
**Оразгулыев Д.Г, Мухаммедова Д.Ч.** ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА НА СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ ..... 257
**Плужнова А.Ю.** АНАЛИЗ ПРОЧНОСТИ ГАЗОПРОВОДА НА УЧАСТКЕ ПРОСАДКИ ГРУНТА ..... 258
**Рюмкин К.К., Овчаренко Д.М.** РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ЭФФЕКТИВНОМУ И ПЕРСПЕКТИВНОМУ РАЗВИТИЮ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА ..... 260
**Рюмкин К.К., Зарубин А.Г.** ОЦЕНКА ДОПУСТИМОСТИ КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ..... 262
**Федорова Т.В.** МЕТОДЫ ОРГАНИЗАЦИИ, ПЛАНИРОВАНИЯ И ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭКСПЕРИМЕНТА ВСЛЕДСТВИЕ ВОСПЛАМЕНЕНИЯ И ВЗРЫВА В РЕЗЕРВУАРАХ ХРАНЕНИЯ БЕНЗИНА И ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ ..... 264
**Фролова А.В.** ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДА РЕМОНТА С ПРИМЕНЕНИЕМ РЕМОНТНОЙ КОНСТРУКЦИИ В СЛУЧАЯХ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ НЕСОВЕРШЕНСТВ ТРУБОПРОВОДА ..... 266
**Харлампьев Х.К.** ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА С ДЕФЕКТОМ ПОТЕРИ МЕТАЛЛА ДО И ПОСЛЕ РЕМОНТА С ПРИМЕНЕНИЕМ КОМПОЗИТНО МУФТОВОГО РЕМОНТА ..... 268
**Шахметов И.Н.** ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ КОМПЕНСАТОРА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ..... 270

**Секция 16. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ И ЧИСЛЕННО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ**

**Азаров А. В., Сердюков С. В.** МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ИЗ V-ОБРАЗНОЙ НАЧАЛЬНОЙ ТРЕЩИНЫ ..... 273
**Ахмеров В.О., Мейер Р.В.** НОВАЯ МОДЕЛЬ ИССЛЕДОВАНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ В ДВУХФАЗНОЙ ОБЛАСТИ ..... 275
**Войт В.А.** ПРОГРАММНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ..... 276
**Джалаев П.Б.** МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА В ДВУМЕРНОЙ ПЛАНОВОЙ ПОСТАНОВКЕ ..... 278
**Джанхорбни Мехран** ВОЗМОЖНОСТИ ЭЙЛЕРОВО-ЭЙЛЕРОВА И ЭЙЛЕРОВО-ЛАГРАНЖЕВА ПОДХОДОВ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ТЕЧЕНИЙ МНОГОФАЗНЫХ СМЕСЕЙ И ОЧИСТКИ КОЛЬЦЕВОГО ПРОСТРАНСТВА СКВАЖИН ОТ ШЛАМА ..... 280

**Джанхорбни Мехран** К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ БУРЕНИЯ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОЧИСТКИ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО КОДА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ..... 282
**Кротов А.А**.ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ (МЕСТОРОЖДЕНИЯ АНАЛОГИ) ..... 284
**Лурьев И.В., Лурьева И.И.** МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБВОДНЯЮЩИХСЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ..... 286
**Местников Ф.М.** ПРОСТРАНСТВЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИКИ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ ПЕНЫ В УСЛОВИЯХ УДАРНО-ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ..... 288
**Очиров Е.Э.** К ВОПРОСУ ВЛИЯНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОЛЯ НА РАЗРУШЕНИЕ ДИСПЕРСНЫХ СРЕД. 289
**Русских А. С.** СИСТЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КРИТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В КОЛЛЕКТОРАХ С ВТОРИЧНЫМИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫМИ СВОЙСТВАМИ ..... 292
**Шевцов Н.О.** МОДИФИКАЦИЯ МОДЕЛИ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА CRM ДЛЯ УЧЕТА ЗАВИСИМОСТИ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ОТ ВРЕМЕНИ ..... 294

**Секция 17. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГОРНОЕ ПРАВО**

**Варламов А.Э. Петров А.Е., Глызина Т.С.** ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МАЛЫХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ НА ПРИМЕРЕ ООО «ТААС-ЮРЯХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧА» ..... 297
**Богомякова И.В.** ПЛАНИРОВАНИЕ И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН ..... 299
**Гвоздев М.В.** ИНВЕСТИРОВАНИЕ. ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ИНВЕСТИЦИОННЫЕ СЧЕТА (ИИС) ..... 301
**Голубева Д.В., Колдунова Т.Н.** СЕБЕСТОИМОСТЬ ДОБЫЧИ НЕФТИ ..... 302
**Закись А.А., Глызина Т.С.** ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АБСОРБЦИОННЫХ СВОЙСТВ МЕТАНОЛА ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ЯМБУРГСКИХ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ..... 304
**Петров А.Е., Глызина Т.С.** ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ..... 308
**Пискунов С.А., Масаренко А.Ю.** СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ..... 309
**Серебрянников А.А.** ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ РАЗРАБОТКИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ ..... 312

**Секция 18. ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО (ДОКЛАДЫ НА АНГЛИЙСКОМ И НЕМЕЦКОМ ЯЗЫКАХ)**

**Arkenova S.B., Gritsenko E.F., Nazarova G.Y.** RESEARCH ON DIFFERENCE IN THE GROUP AND STRUCTURAL-GROUP COMPOSITION OF VACUUM GAS OIL BEFORE AND AFTER HYDROTREATING ..... 318
**Belousov I.I.** HIGH-VISCOSITY OIL EXTRACTION USING DOWNHOLE STEAM GENERATOR ..... 319
AN INTEGRATED APPROACH TO THE TREATMENT OF THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE AS A WAY TO INTENSIFY PRODUCTION ..... 321
**Chudinov V.V.** ADVANCED MULTILATERAL WELLS AND DATA-DRIVEN APPROACH TO WELL PLANING – THE KEY FACTOR OF UNPROFITABLE AREAS DRILLING ..... 323
**Jalayev P. B., Ishangulyyev G., Movlamov D.** NEW INNOVATIONS IN OIL AND GAS INDUSTRY, (IoT) ..... 325
**Kornev A.I., Yurkin A.A., Murachev A.S.** ANALYSIS OF THE CALCULATION OF THE OIL DISPLACEMENT CURVE FOR PREDICTING DEVELOPMENT PERFORMANCE ..... 326
**Kurasov O.A.** SCIENTIFIC SUBSTANTIATION OF PROBLEMS AND METHODS OF IMPROVING TECHNOGENIC SAFETY OF HAZARDOUS PRODUCTION FACILITIES OF PIPELINE GAS TRANSPORTATION ..... 329
**Luginin N.A, Eroshenko A.Yu., Legostaeva E.V.** MECHANICAL PROPERTIES OF MAGNESIUM ALLOY FOR MEDICAL APPLICATIONS AFTER DEFORMATION TREATMENT ..... 330
**Melnikov M.O.** OIL PRODUCTION RATE PREDICTION AFTER TREATMENT OPERATIONS USING MACHINE-LEARNING TECHNIQUES ..... 332
**Mohammed Al-Shargabi, Shadfar Davoodi, Minaev K.M.** SURFACTANT TYPES AND CLASSIFICATION IN CHEMICAL ENHANCED OIL RECOVERY (CEOR) ..... 334
**Nikolaeva A.N.** TELLURIDES IN THE ORES OF THE ABYZ GOLD-PYRITE DEPOSIT (CENTRAL KAZAKHSTAN) ..... 336
**Riabova S.A**. GEOMAGNETISCHE SCHWANKUNGEN WÄHREND DES TOHOKU-ERDBEBENS 2011 ..... 338
ANALYSE DER TÄGLICHEN VARIATIONEN GEOMAGNETISCHER DATEN AM BELSK-OBSERVATORIUM NACH DER CHAMPMAN-MILLER-METHODE DER CHAMPMAN-MILLER-METHODE ..... 339
**Sayfullin A.A.** INTERSECTION OF SCIENCES: GRAPH THEORY APPLICATION IN WELLS DRILLING ..... 340
**Shadfar Davoodi, Mohammed Al-Shargabi, Minaev K.M.** APPLICATION OF AN ECO-FRIENDLY GREEN ADDITIVE FOR DRILLING FLUIDS ..... 341
**Schreder A.S.** INVESTIGATION OF THE STRESS-STRAIN STATE OF THE PROCESS PIPING OF THE COMPRESSOR STATION UNDER THE DYNAMIC LOADS ..... 344
**Snegirev M.A.** ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF MODERN PROPPANTS USING HYDRODYNAMIC MODELING FOR THE OIL FIELD IN WESTERN SIBERIA ..... 346
**Stefurak A.D.** OPTIMIZATION OF CONDITIONS FOR TRANSPORTATION OF ORES ..... 348

**Volkov S.D., Morozova A.V.** PROPERTIES OF MIXTURES OF HIGH PARAFFIN AND HIGH RESIN PETROLEUMS ..... 349

**Подсекция 1 ПРОБЛЕМЫ МЕЖЪЯЗЫКОВОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КОММУНИКАЦИИ В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛИЗАЦИИ**

**Awed P. A. W.** APPLICATION OF NANOTECHNOLOGY IN VARIOUS FIELDS OF SCIENCE AND ENGINEERING ..... 351
**Cherenkov A.A., Flyashinskiy D.I.** INFORMATION TECHNOLOGY IN ECONOMY ..... 353
**Istigecheva A.V.** THE PROBLEMS OF LOCALIZATION IN VIDEOGAMES BASED ON "UNCHARTED" GAME SERIES: THE PERCEPTION EFFECT AS A NEUROLINGUISTICS ASPECTS ..... 354
**Kuznetsova.S,E., Palkina.D.V.** ENVIRONMENTAL SAFETY AT THE INTERSECTION OF SCIENCES ..... 356
**Maltseva Yu.A., Tiunova D.A.** TRANSDISCIPLINARITY IN GEOLOGICAL RESEARCH ..... 357
**Maslennikova K.S.** THE INFLUENCE OF ENVIRONMENTAL FACTORS ON THE ECONOMIC COMPONENT OF THE NATIONAL PROSPERITY ..... 359
**Perov Y.V., Krayushkin V.V.** THE ROLE OF MATHEMATICS IN THE WORK OF A MODERN PROGRAMMER ..... 361
**Pratsuk M.I.** PHYSICS AND GEOLOGY. SEISMOLOGICAL METHOD OF STUDIYNG THE EARTH'S CRUST ..... 362
**Tursunova A.** THE IMPORTANCE OF PHYSICS IN THE WORK OF A DRILLING ENGINEER ..... 363
**Zavarukhina K. I.** THE SPECIFIC NATURE OF INTERDISCIPLINARY EDUCATION IN THE TRAINING OF MODERN ECOLOGISTS ..... 364
**Zonova E.V., Shilovskaya E.S.** SCIENCE THROUGH THE PRISM OF ART: INTERCONNECTION AND INTERDEPENDENCE ..... 366

Научное издание

# ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Труды XXVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященный 90-летию со дня рождения Н.М. Рассказова, 120-летию со дня рождения Л.Л. Халфина, 50-летию научных молодежных конференций имени академика М.А. Усова

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