

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

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Том II

*Труды XXVII Международного молодежного научного симпозиума
имени академика М.А. Усова,
посвященного 160-летию со дня рождения академика В.А. Обручева
и 140-летию академика М.А. Усова,
основателям Сибирской горно-геологической школы*

Томск 2023

УДК 504(063)

ББК 20.1л0

П78

П78 **Проблемы геологии и освоения недр** : труды XXVII Международного молодежного научного симпозиума имени академика М.А. Усова, посвященного 160-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 140-летию академика М.А. Усова, основателям Сибирской горно-геологической школы. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2023. – 263 с.

ISBN 978-5-4387-1157-5 (т. 2)

ISBN 978-5-4387-1155-1

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, к.г.-м.н., доцент

Секция 2 – Е.В. Гершелис, к.г.-м.н., доцент

Секция 3 – М.А. Рудмин, к.г.-м.н., доцент

Секция 4 – Н.В. Гусева, д.г.-м.н., зав.кафедрой-руководитель отделения геологии на правах кафедры

Секция 5 – Б.Р. Соктоев, к.г.-м.н., доцент

Секция 6 – В.С. Рукавишников, PhD, директор Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела

Секция 7 – А.В. Шадрина, д.т.н., профессор

Секция 8 – Е.Н. Ивашкина, д.т.н., профессор

Секция 9 – П.А. Стрижак, д.ф.-м.н., профессор

Секция 10 – О.В. Савинова к.г.-м.н., доцент

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

ISBN 978-5-4387-1157-5 (т. 2)

ISBN 978-5-4387-1155-1

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2023

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

PROBLEMS OF GEOLOGY AND SUBSURFACE DEVELOPMENT

Part II

*Proceedings of the 27th International Scientific Symposium
of students, postgraduates and young scientists devoted
to the 160th Anniversary of Academician V.A. Obruchev
and 140th Anniversary of Academician M.A. Usov,
Founders of Siberian Mining School*

Tomsk 2023

UDC 504(063)
BBC 20.1.10
P78

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. Khalfin 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, 2023. – 263 p.

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

UDC 504(063)
BBC 20.1.10

**Editor-in-chief – 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 – E.V. Gershelis, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)

Panel 3 – M.A. Rudmin, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)

Panel 4 – N.V. Guseva, Professor, Dsc (in Mineralogy)

Panel 5 – B.R. Soktoev, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)

Panel 6 – V.S. Rukavishnikov, Associate Professor, PhD (Engineering Sciences)

Panel 7 – A.V. Shadrina, Professor (Engineering Sciences)

Panel 8 – E.N. Ivashkina, Professor, Dsc (Engineering Sciences)

Panel 9 – P.A. Strizhak, Dsc (Physico-Mathematical Sciences)

Panel 10 – O.V. Savinova, Associate Professor, PhD (in Mineralogy)

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

ПРЕДИСЛОВИЕ

В Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) 3-7 апреля 2023 г. состоялся XXVII Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 160-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 140-летию академика М. А. Усова, основателям Сибирской горно-геологической школы.

Организация и проведение XXVII 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 2023 г. симпозиум проводился в гибридном формате: участники представляли свои доклады очно, а также имели возможность выступить онлайн.

Симпозиум работал одновременно по 10 секциям: 1 секция – Палеогеография и эволюция осадочных бассейнов (геология нефти и газа; палеонтология, стратиграфия и региональная геология; методы поисков и разведки углеводородного сырья); 2 секция – Рудообразующие системы: проблемы минералогии, геохимии и петрологии; 3 секция – Геофизические методы исследования природных и техногенных систем; 4 секция – Гидрогеология, инженерная геология и землеустройство; 5 секция – Геоэкология и геохимия окружающей среды; 6 секция – Технологии оценки, управления и разработки месторождений нефти и газа, моделирование и цифровые технологии; 7 секция – Транспортировка и хранение нефти и газа; 8 секция – Химические технологии переработки минерального и углеводородного сырья; 9 секция – Энергоснабжение и автоматизация объектов нефтегазовой промышленности; 10 секция – Юные исследователи в Науках о Земле (доклады школьников).

Заявки для участия в симпозиуме подали 570 авторов из России, ближнего и дальнего зарубежья, 294 участника из Томска и 276 участника иногородние, все доклады были заслушаны в гибридном формате.

По отраслевой принадлежности участники были представлены следующим образом: из ВУЗов: из них Томский политехнический университет – 257, Томский государственный университет – 16, Томский государственный архитектурно-строительный университет – 2, Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники – 2, Амурский государственный университет, г. Благовещенск – 2, Башкирский государственный университет, г. Уфа – 1, Бурятский государственный университет, г. Улан-Удэ – 3, Грозненский государственный нефтяной технический университет имени акад. М.Д. Миллионщикова – 1, Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск – 4, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, г. Астана – 1, Кубанский государственный университет, г. Краснодар – 2, Кузбасский государственный технический университет имени Т. Ф. Горбачева – 1, Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, г. Ашхабад, Туркменистан – 23, Новосибирский государственный технический университет – 1, Оренбургский государственный университет – 1, Пермский государственный национальный исследовательский университет – 7, Пермский национальный исследовательский политехнический университет – 20, Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва – 6, Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе, г. Москва – 2, Самарский государственный технический университет, г. Самара – 2, Санкт-Петербургский Горный университет – 22, Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета – 2, Северо-Кавказский горно-

металлургический институт, г. Владикавказ – 2, Северский технологический институт НИЯУ МИФИ, г. Северск – 1, Сибирский федеральный университет, г. Красноярск – 4, Ташкентский государственный технический университет имени И.А. Каримова – 2, Технологический университет имени Шарифа, г. Тегеран, Иран – 1, Тюменский государственный университет – 9, Тюменский индустриальный университет – 4, Финансовый университет при Правительстве РФ, г. Москва – 1, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск – 5; из средних специальных образовательных учреждений: Томский политехнический техникум – 1; из школ – 33; из НАН: Байкальский институт природопользования СО РАН, г. Улан-Удэ – 3, Геологический институт им. Н.Л. Добрецова СО РАН, г. Улан-Удэ – 6, Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, г. Новосибирск – 6, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, г. Москва – 7, Институт геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН, г. Сыктывкар – 1, Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, г. Иркутск – 8, Институт динамики геосфер им. академика М. А. Садовского, г. Москва – 1, Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, г. Москва – 1, Институт металлургии и материаловедения им. А. А. Байкова РАН, г. Москва – 5, Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН, г. Южно-Сахалинск – 1, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск – 1, Институт химии нефти СО РАН, г. Томск – 17, Института физики атмосферы им. Обухова РАН, г. Москва – 2, ФИЦ Тюменский научный центр СО РАН – 1, ФИЦ Кольский Научный центр РАН, г. Апатиты – 23, Тихоокеанский океанологический институт им. В.И. Ильичева ДВО РАН, г. Владивосток – 1, Институт гидрогеологии и геоэкологии имени У.М. Ахмедсафина, г. Алматы, Казахстан – 1, Институт природопользования НАН Беларуси, г. Минск, Республика Беларусь – 1, из НИИ: Институт геологии и сейсмологии Молдовы, г. Кишинев – 1; БУ «Музей Природы и Человека», г. Ханты-Мансийск – 1, Государственного геологического музея имени В. И. Вернадского, г. Москва – 2, НИИ природного газа ГК "Туркменгаз", г. Ашхабад, Туркменистан – 1; Технологический институт сверхтвердых и новых углеродных материалов, г. Москва – 1, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» – 1, АО «ТомскНИПИнефть» – 13, АО ГНЦ «Центр Келдыша», г. Москва – 4, ООО НИОСТ, г. Москва – 1; из предприятий: ООО «Красноярская буровая компания» – 2, АО «Ачинский нефтеперерабатывающий завод ВНК» – 1, АО «Дальневосточное производственно-геологическое объединение» – 1, АО «РУСАЛ Ачинск» – 1, АО «Транснефть – Западная Сибирь» – 1, ООО «Производственное объединение «Киришинефтеоргсинтез», г. Кириши – 1, Хабаровский филиал АО «Полиметалл УК» – 1, ООО «Газпром трансгаз Томск» – 3.

Статус участников Симпозиума, выступивших с докладами, следующий: школьников – 33, студентов средних специальных образовательных учреждений – 1, студентов ВУЗов – 238, молодых ученых – 299.

Дальнее зарубежье было представлено странами: Иран, Китай, Индия, Йемен, Индонезия, Ближнее зарубежье (страны СНГ) было представлено странами: Республика Казахстан, Республика Туркменистан, Республика Молдова, Республика Беларусь.

Перед участниками симпозиума на открытии каждой секции выступали ведущие ученые, профессора, которые осветили проблемы и перспективы развития науки в XXII веке по каждому из 10 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 договоров, могут быть использованы на производстве. Результаты исследований по ряду представленных докладов имеют акты внедрения и патенты. Участники из других ВУЗов и научных организаций отметили высокий организационный уровень проведения симпозиума.

Во время работы XXVII 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 Симпозиума сотрудниками Научно-технической библиотеки ТПУ была подготовлена выставка: посвященная 160-летию со дня рождения академика В. А. Обручева и 140-летию академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы.

В рамках Симпозиума была проведена геологическая викторина «Geo SQuiz», организованная Центром Херriot-Ватт Томского политеха совместно со стипендиатами фонда им. Вернадского.

С целью популяризации научных исследований и развития творческого потенциала молодых ученых в рамках Симпозиума проведен фотоконкурс по номинациям: «Держись, ученый!»; «Молодые ученые в лаборатории»; «Природа – художник»; «Макронаука». Итоги конкурса публиковались в телеграм канале https://t.me/nauch_merorg.

В рамках Симпозиума были проведены молодежные школы по направлениям: «Прогноз тепловых режимов многолетнемерзлых грунтов в условиях теплового влияния объектов нефтегазодобычи», «Создание цифровых двойников ядра. Исследование ядра методом компьютерной томографии», «Инструменты программы «1С: Экология. Охрана окружающей среды КОРП», «Применение технологий БПЛА в науках о Земле».

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 «Палеогеография и эволюция осадочных бассейнов»** посвящена широкому спектру вопросов в области палеонтологии, стратиграфии, региональной геологии, а также геологии нефтегазоносных бассейнов. Объекты исследования охватывали широкий стратиграфический диапазон – от венда до четвертичного

периода. Были заслушаны доклады о геохимических особенностях современных донных осадков арктических морей. Актуальные темы, затронутые докладчиками, рассматривались с помощью новейших методов изучения горных пород и фоссилий. Были представлены перспективные результаты нетрадиционных методов исследований, таких как молекулярная палеонтология и применение статистически-корреляционной интерпретации данных ГИС в палеозойских отложениях. Среди участников секции были студенты, магистранты, молодые ученые, доклады которых имеют высокий уровень, практическую и научную значимость.

Также были заслушаны доклады посвященные 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 моделированию. Необходимо отметить и доклад, посвященный выдающемуся геологу, обосновавшему нефтегазоносность Западной Сибири, профессору М.К. Коровину.

Доклады, представленные на **секцию 2 «Рудообразующие системы: проблемы минералогии, геохимии и петрологии»** были заслушаны на совместном заседании и полностью отвечают научному направлению и тематике секции. Открыл заседание молодой учёный Геологического института СО РАН М.О. Рампилов, специалист в области петрологии, с докладом о щелочных гранитоидах Западного Забайкалья и их металлогенической перспективе. Также в качестве открывающих заседаний секции с докладами выступили молодые учёные Института геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Кольского научного центра РАН и ТПУ, которые представили свои актуальные работы по различным направлениям геологических исследований. Так были заслушаны расширенные доклады П.Е. Белоусова о генетических типах неметаллических полезных ископаемых, Т.Л. Паникоровского об уникальных минералах трансформерах Хибинского массива и М.А. Рудмин о генезисе и перспективах глауконита как разнопланового минерала. 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 генетических и геологических аспектов месторождений полезных ископаемых. Доклады, представленные на секции, были посвящены исследованиям в разных областях геологии и затрагивали вопросы осадочной геологии, благородной минерализации, исследованию месторождений черных и цветных металлов, минералогии и геохимии. Необходимо отметить высокий уровень докладов молодых учёных, которые обязательно используют в своих научных работах как традиционные методы исследования, 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 и минералогии.

Работа **секции 3 «Геофизические методы исследования природных и техногенных систем»** началась выступлением заведующего лабораторией геологии нефти и газа Сибирской платформы ИНГ СО РАН, кандидата геолого-минералогических наук Игоря Алексеевича Губина о состоянии современных сейсморазведочных работ на Сибирской платформе, по результатам которых выделены перспективные зоны нефте- и газонакопления.

Тематика докладов, представленных на секции, охватила широкий спектр проблем геофизики. Наиболее многочисленная часть сообщений была посвящена вопросам изучения нефтегазоносных провинций, поиска и разведки углеводородного сырья. В докладах по тепловому полю Земли рассматривались связь глубинного теплового потока со структурами фундамента Западно-Сибирской плиты и термическая история нефтематеринских отложений. По сейсморазведке, были приведены общий анализ возможностей метода и сравнение алгоритмов подавления помех, создаваемых поверхностной волной. Для ядерно-геофизических методов исследования скважин показана методика выявления вещественных и петрофизических особенностей низкоомных нефтегазонасыщенных коллекторов. В рамках петрофизики рассматривались результаты изучения естественной остаточной намагниченности пород для построения палеомагнитного разреза венд-кембрийских отложений Среднененской площади республики Саха и упруго-деформационные свойства пород в целях построения их паспортов прочности, а также методические подходы для оценки подсчетных параметров продуктивных коллекторов.

В докладах по рудной тематике были приведены сведения по материалам разномасштабных работ: геолого-тектонической позиции рудного Алтая по результатам интерпретации региональных геофизических полей и выявлению признаков для локального прогноза оруденения золото-медно-порфирирового типа по данным детальных наземных и скважинных геофизических исследований в Сихотэ-Алинской складчатой области.

Решения задач инженерной геологии представлены сообщениями по фотограмметрической съемке и лазерному сканированию участков Кругобайкальской железной дороги, предрасположенных к скально-обвальным явлениям. В особую группу можно выделить доклады по наблюдениям геомагнитных и ионосферных эффектов в связи с активизацией вулкана Стромболи 9 октября 2022 г. и катастрофическим землетрясением в Турции 6 февраля 2023 г. и доклад по изучению растепления многолетнемерзлых пород при эксплуатации геотермальных скважин.

Секцию 4 «Гидрогеология, инженерная геология и землеустройство» 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.

В докладах секции рассматривались актуальные вопросы и проблемы, изучаемые сегодня не только на всей территории нашей страны, но и ближнего и дальнего зарубежья: геохимия 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 для строительства уникальных зданий и сооружений, изменчивость свойств грунтов и многие другие актуальные вопросы.

В представленных докладах по землеустройству и кадастрам 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 использования 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 5 «Геоэкология и геохимия окружающей среды»** посвящена вопросам, затрагивающим сферы геоэкологии, экологической геохимии и промышленной экологии. В рамках работы секции было представлено 3 пленарных доклада молодыми ведущими учеными из Москвы (И.М. Фархутдинов, к.г.-м.н., Государственный геологический музей им. В.И. Вернадского, тема доклада – «Республика Башкортостан – полигон для исследований в области медицинской геологии»), Тюмени (Е.А. Филimonенко, к.г.-м.н., Тюменский государственный университет, тема доклада – «Влияние природных пожаров в лесотундре на химические и биологические свойства почв»), Новосибирска (И.Н. Мягкая, к.г.-м.н., Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН, тема доклада – «Миграционные особенности элементов в системе «вода - органическое вещество» из ореолов сульфидных месторождений»). В секционных докладах, представленных бакалаврами, магистрантами, аспирантами и молодыми учеными, рассматривались существующие методики и подходы, а также новые перспективные методы оценки состояния окружающей среды и геоэкологического мониторинга, в том числе с использованием ГИС-технологий и методов ДЗЗ (дистанционного зондирования Земли). Доклады затрагивают экологические проблемы влияния и воздействия как природных, так и антропогенных факторов на состояние компонентов окружающей среды (атмосферы, гидросферы, литосферы, биосферы), способы снижения воздействия на окружающую среду от производственных циклов с использованием методов фиторемедиации, разработанных модифицированных сорбентов на основе природных и синтетических компонентов. Научные доклады имеют высокий научный уровень, характеризуются существенным личным вкладом авторов и практической применимостью. Большинство представленных работ выполнено в рамках реализации научных грантов (РНФ, РФФИ, Президента, Госзадания «Наука» и других) с использованием современного аналитического оборудования на базе ЦКП университетов и научных организаций России и других стран.

Тематика работ **секции 6 «Технологии оценки, управления и разработки месторождений нефти и газа, моделирование и цифровые технологии»**, 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 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 малодобитного фонда скважин, системный подход к анализу эксплуатации скважин, позволяющий осуществлять постоянный автоматизированный контроль параметров работы скважины, своевременно реагировать на изменения условий эксплуатации малодобитных скважин, исключать нежелательные режимы работы и предотвращать отказы оборудования, что позволит сформировать стабильную положительную динамику роста наработки оборудования, это указывает на эффективность проделанной докладчиками работы и перспективность тиражирования представленного анализа в будущем.

Авторы докладов, представленных на **7 секцию «Транспортировка и хранение нефти и газа»**, представили широкий спектр актуальных тем по специфике 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.

Секция 8 «Химические технологии переработки минерального и углеводородного сырья» была посвящена широкому спектру вопросов в области подготовки и переработки нефти, газоконденсатов, природных и попутных газов и горючих сланцев, а также минерального сырья природного происхождения. 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.

Доклады были посвящены как вопросам совершенствования аппаратного оформления и оптимизации условий проведения химических процессов переработки минерального и углеводородного сырья (изомеризации гептановой фракции, каталитического крекинга, гидроочистки и гидрокрекинга вакуумного газойля, каталитического риформинга бензинов), так и разработки новых эффективных технологий: обессеривания дизельного топлива посредством аквафермолиза, селективной тримеризации этилена в гексен-1, окисления толуола кислородом барьерного разряда, пиролиза и газификации увлажненной биомассы при микроволновом нагреве и др.

Были освещены результаты исследований радиолиза нефтяных смол в атмосфере воздуха, очистки питьевой воды на основе минеральных сорбентов, представлены способы получения стеатитовой керамики на основе продукта фторидной обработки природного талька, теплоизоляционного пористого стеклокомпозита на основе маршалита, а также новых полициклических олефинов с полифторированными заместителями и других важнейших продуктов и материалов химической промышленности.

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 термодинамических свойств молекул, хроматография, ИК-спектроскопия и другие.

На **секции 9 «Энергоснабжение и автоматизация объектов нефтегазовой промышленности»** тематика работ посвящена широкому спектру вопросов обеспечения эффективного и надежного теплоэлектроснабжения основных и вспомогательных 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.

Всесторонне рассмотрены и обсуждены аспекты физико-химических основ и моделирования технологических процессов переработки нефтяного газа, снижения вредных выбросов и утилизации накопленных отходов, модели цифровых двойников технологических объектов, актуальность реинжиниринга и перспектив интеллектуализации автоматизированных систем управления технологическим процессом нефтегазовых месторождений и электрических станций.

Отдельное внимание уделено задачам моделирования процессов в области энергоснабжения и автоматизации, в том числе для формирования оптимальных настроек систем регулирования генерирующих установок, определения оптимального места и мощности объекта генерации в распределительных сетях, а также устойчивости систем энергоснабжения, содержащих альтернативные источники энергии.

На **секции 10 «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, можелирование природных процессов.

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 Леониду Григорьевичу Сухих, проректору по образовательной деятельности Михаилу Александровичу Соловьеву), 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

СЕКЦИЯ 6

ТЕХНОЛОГИИ ОЦЕНКИ, УПРАВЛЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СПОСОБОВ УДАЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ ИЗ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН Агалыев С.Д., Гелдимуратов А.Г.

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

В качестве методов борьбы с обводнением скважин наибольшее распространение получили методы удаления жидкости из скважин с подъёмом её на поверхность. В этом случае основной задачей является обеспечение скорости потока газа не менее 5 м/с на забое скважин и не более 10 м/с на устье [1]. В промышленной практике удаления жидкости из газовых скважин получили применение продувки скважин в атмосферу и выкидные линии, уменьшение диаметра колонны лифтовых труб, снижение устьевых давлений и ввод вспенивающих поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Несмотря на значительное количество имеющихся способов и устройств для интенсификации выноса жидкости из газовых скважин, объём их внедрения в реальных условиях незначителен. Такое положение объясняется тем, что многие из них характеризуются значительной материалоемкостью, дороговизной, сложностью в освоении и эксплуатации и низкой продолжительностью эффективного использования. В связи с этим вопросы техники и технологии эксплуатации газовых скважин с жидкостью требуют дальнейшего совершенствования [2].

Результатом предлагаемой нами технологии [3] является повышение производительности обводнённых газовых скважин за счёт увеличения скорости восходящего потока газа от самого забоя.

На поверхности земли перфорируют нижние трубы колонны НКТ на длину, равную расстоянию от забоя скважины до кровли газоносного пласта. В скважину, оборудованную эксплуатационной колонной, с перфорационными отверстиями на уровне продуктивного горизонта, до забоя спускают колонну, состоящую в нижней части из перфорированных труб, а выше кровли продуктивного пласта – из неперфорированных труб. При этом диаметр трубы, начиная от забоя скважины, становится меньше, чем диаметр эксплуатационной колонны. Через перфорационные отверстия в колонне НКТ газ поступает в НКТ за счёт перепада давления между пластом и забоем скважины. В межколонном пространстве газ остаётся неподвижным.

Из-за постоянного диаметра колонны НКТ скорость потока газа возрастает по длине в соответствии с перепадом давления, в то время как в эксплуатационной колонне из-за большего, чем НКТ диаметра, скорость газа значительно ниже. Увеличение скорости газа на забое приводит к большей выносной способности потока газа, что исключает или замедляет скопление жидкости на забое и самозадавливание скважины. Кроме того, затрубное пространство по-прежнему можно использовать для создания циркуляции растворов глушения, освоения, ингибиторов коррозии и т. д.

Промысловые испытания технологии [3] на скважине № 211 месторождения Найып, где происходит интенсивное обводнение продукции, показали эффективность предлагаемого способа удаления жидкости из газовой скважины. Характерно, что при проведении газодинамических исследований до и после спуска перфорированных НКТ до нижних отверстий интервала перфорации не наблюдалось заметного увеличения дебита газа и устьевых давлений на различных режимах, однако дальнейшая эксплуатация скважины позволила определить преимущества применения новой технологии для удаления жидкости за счет значительного увеличения периода между продувками.

Как видно из рисунка, через каждые пять месяцев в течение 2016-2017 гг. скважину останавливали с целью удаления накопившейся в стволе жидкости путём продувки в атмосферу.

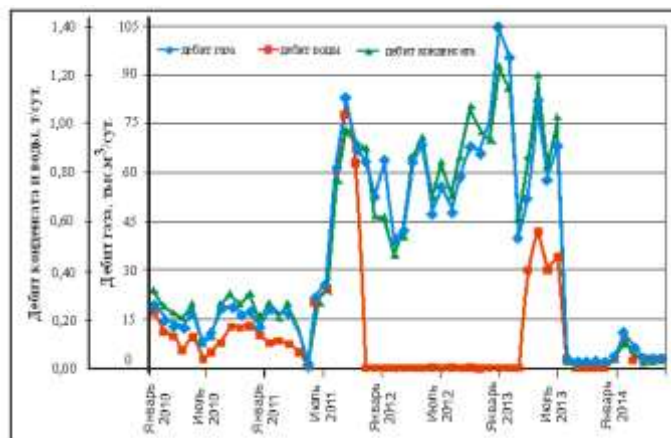


Рис. Динамика дебитов газа, конденсата и воды по скважине 211 месторождения Найып

В мае 2017 г. скважина самозадавилась и освоить её путём продувки и осушки ствола не удалось. После замены имеющихся в скважине НКТ на перфорированные в нижней части колонны труб скважину удалось освоить с дебитом газа примерно в 1,5 раз выше, чем в период стабильной работы скважины в предыдущем году. Далее в течение последующих четырёх месяцев дебит газа увеличился примерно в 5 раз. Это может быть связано с тем, что стабилизировалась работа скважины и проявился эффект от использования перфорированных НКТ, спущенных до нижних отверстий интервала перфорации. При этом дебиты конденсата и выносимой с газом воды также значительно увеличились в связи с тем, что скорость потока газа от самого башмака НКТ стала достаточной для обеспечения полного выноса жидкости из скважины. После скачкообразного роста дебитов конденсата и воды наблюдается их падение и стабилизация на определённом уровне, что говорит о том, что скважина очищена от постепенно накапливающейся и «зависающей» в потоке газа жидкости. Накопление же столба жидкости, приводящего к самозадавлению скважины, вообще не происходило, и скважина продолжала стабильно работать до июля 2019 г. Затем дебит газа начал снижаться в связи с выработанностью перфорированного пропластка продуктивного пласта.

С целью вовлечения в разработку дополнительных интервалов в декабре 2019 г. скважина была остановлена на капитальный ремонт. Колонна НКТ на уровне дополнительного интервала перфорации была обрудована стандартными (не перфорированными) трубами. Как видно из рисунка, дальнейшая эксплуатация скважины продолжается с низкими дебитами.

Таким образом, динамика эксплуатации скважины 211 Найып показывает эффективность предложенного способа эксплуатации, а возвращение к стандартной конструкции привело к снижению производительности скважины.

Литература

1. Lurýewa I.I. Guýular ulanylanda ýüze çykýan päsgelçilikleriň öňüni almak boýunça çareler//Ylymlar günü mynasybetli «Ylym we bilim ulgamynda innowasion tehnologiýa» atly ylmy-amaly maslahatyň tezisler ýygyndysy. – A: TDNG, 2014. – S. 16 – 17.
2. Лурьева И.И., Базаров А. Задачи исследования способов удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин // В сб.: Наука и газовая промышленность Туркменистана (Труды Института нефти и газа, 1-й выпуск). – Ашхабад: Ылым, 2009. – С. 337 – 347.
3. Лурьева И.И., Эседулаев Р., Базаров А.А. Способ эксплуатации обводнённой скважины. / ОП – № 447, 2009.

ТЕХНОЛОГИЯ РЕЦИРКУЛЯЦИИ МЕТАНОЛА КАК СПОСОБ СОКРАЩЕНИЯ ЕГО РАСХОДА НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ КОНДЕНСАТСОДЕРЖАЩЕГО ГАЗА

Ананин П.В.

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидраты природных газов являются самой распространенной проблемой при эксплуатации систем сбора, транспорта и подготовки природного газа, образуясь на стенках труб, запорно-регулирующей арматуре и в технологических аппаратах.

Затраты на борьбу с газовыми гидратами составляют весомую долю ($\approx 20\%$) затрат при эксплуатации технологических объектов. Основными методами борьбы с гидратообразованием являются: работа в безгидратном режиме, осушка газа, введение ингибиторов гидратообразования. Осушать газ непосредственно на кустах скважин не имеет смысла и экономически невыгодно, работа в безгидратном режиме в большинстве случаев невозможна, так как требует таких температур и давлений, при которых технология низкотемпературной сепарации неосуществима. Следовательно, введение ингибитора гидратообразования в поток газа является самым действенным методом борьбы с гидратами. Наибольшую распространенность применения в качестве ингибитора гидратообразования на сегодняшний день имеет метанол. Объяснить это можно как его более низкой стоимостью по сравнению с другими ингибиторами, так и физико-химическими свойствами. Многие газоконденсатные месторождения в РФ находятся на стадии падающей добычи. При этом возрастает влагосодержание газа и снижается его температура. Это создает благоприятные условия для образования гидратов. Следовательно, возникает необходимость в увеличении подачи метанола на ингибирование во все участки, в которых высок шанс образования гидратов.

На рассматриваемом месторождении газ подготавливается по технологии НТС с трехступенчатой сепарацией, с использованием детандер-компрессорного агрегата и регенерацией отработанного ВМР по технологии ректификации. Газ охлаждается в детандере до минус 32 °С. Концентрация метанола в ВМР из сепаратора составляет порядка 65 % масс. В связи с необходимостью уменьшения эксплуатационных затрат и сложностью поставок для северных месторождений и растущей потребностью в метаноле, возникает необходимость в использовании новых схем его регенерации в целях повышения экономической эффективности технологии подготовки природного газа.

В последние годы применение технологии рециркуляции метанола стало распространенной стратегией сокращения потребления метанола [1]. Внедрение этой технологии не только снижает затраты и экономит ресурсы, но и помогает защитить и сохранить окружающую среду. Цель данной работы – обосновать целесообразность применения технологии рециркуляции и ее потенциальные преимущества с точки зрения потребления метанола на примере УКПГ месторождения N. Технология была предложена Бурмистровым А.Г., Истоминым В.А. и др. с целью повышения эффективности за счет снижения расхода летучего ингибитора гидратообразования [2].

Сущность технологии рециркуляции заключается в подаче ВМР после ступени НТС в поток газа на одну из предыдущих ступеней сепарации, где происходит испарение летучего ингибитора и частичное насыщение им газа, за счет этого снижается расход концентрированного (свежего) метанола, вводимого далее в газовый поток. Одновременно происходит и снижение концентрации метанола в водной фазе, во многих случаях до значений, при которых регенерация этого раствора методом ректификации экономически нецелесообразна, а допустима утилизация в поглощающий пласт. В настоящее время вводится оработанного метанола в поток сырого газа осуществляется через колонну-десорбер, где происходит отдувка метанола в поток газа [2].

Поэтому было предложено с целью упрощения технологии регенерации метанола на УКПГ месторождения N ввести стадию отдувки метанола из оработанного ВМР, при этом сохранив действующий технологический режим низкотемпературного сепаратора. Эффективность модернизации технологии оценивалась при помощи моделирования в программе Unisim Design 470. За основу для экспериментов взята реальная схема подготовки газа ачимовских пластов на установке низкотемпературной сепарации. В существующую схему был внедрен аппарат десорбер, в который подавался сырой газ и водометанольный раствор, вышедший из трехфазного разделителя, и где осуществляется переход метанола из раствора в газовую фазу (рис. 1). Установлено, что с увеличением количества подаваемого сырого газа в десорбер, увеличивается количество метанола, переходящего в газ, следовательно, при больших объемах добычи природного газа имеет смысл применение данной технологии, так как будет осуществляться максимально возможный отдув метанола сырым газом (табл. 1), следовательно, и меньшие затраты свежего метанола на следующих этапах подготовки.

Таблица 1

Влияние режима колонны-десорбера на насыщение газа метанолом

Количество сырого газа, подаваемого в десорбер, % от общего расхода сырого газа	Количество метанола в ВМР перед десорбером, кг/ч	Количество метанола в потоке газа после десорбера, кг/ч	Количество «отдуваемого» метанола, %
1	1714,0	100,69	5,87
5	1907,5	815,94	42,78
10	2205,0	1860,00	84,35
15	2294,9	2230,10	97,18
20	2298,2	2279,70	99,20

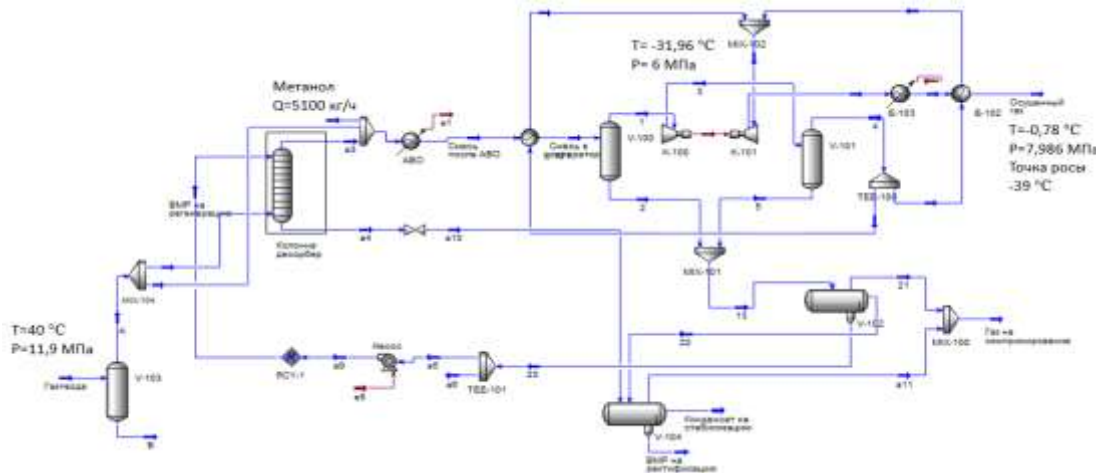


Рис. 1. Моделирующая схема модернизированной технологии подготовки газа на УКПГ месторождения N

Также было выявлено, что увеличение доли возвращаемого водометанольного раствора в десорбер практически не влияет на унос метанола с газом сепарации, но требуемый расход концентрированного метанола для поддержания безгидратного режима значительно сокращается (табл. 2).

Таблица 2

Необходимый расход концентрированного метанола для обеспечения безгидратного режима низкотемпературного сепаратора в зависимости от доли рециркулирующего раствора ВМР

Доля возвращаемого ВМР в цикл, % масс.	Требуемый расход концентрированного метанола перед теплообменником, кг/1000 м ³	Унос метанола с газом сепарации, кг/1000 м ³	Концентрация метанола в ВМР в разделителе V-102, % масс.
0	0,63	0,024	65,30
20	0,57	0,024	65,15
40	0,54	0,024	65,28
60	0,50	0,024	65,25
80	0,46	0,024	65,27
100	0,42	0,024	65,14

СЕКЦИЯ 6. ТЕХНОЛОГИИ ОЦЕНКИ, УПРАВЛЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Введение в схему колонны-десорбера позволяет также уменьшить безвозвратные потери метанола из-за его растворения в конденсате в разделителе V-104 (табл. 3). Вследствие установки колонны-десорбера и подачи отделенной из ВМР воды в разделитель V-104, происходит перераспределение метанола между водной и углеводородной фазами при давлении 6 МПа и температуре порядка минус 32 °С.

Таблица 3

Распределение метанола между водой и конденсатом в разделителе

Количество воды, поступающей в разделитель, кг/ч	Содержание, % масс.	
	метанола в конденсате	метанола в воде
0	65,12	34,88
500	58,59	41,41
1000	53,19	46,81
1500	48,60	51,40
2000	44,65	55,35

В целом это приводит к сокращению уноса метанола, как с нестабильным конденсатом, так и с водой (табл. 3). Одновременно с этим, количество метанола в осушенном газе, молярная масса, точка росы и плотность товарного газа практически не изменились (табл. 4). Таким образом, условие сохранения действующего режима работы низкотемпературного сепаратора было выполнено.

Таблица 4

Влияние модернизации технологии на показатели установки подготовки газа

Показатели	Без рециркуляции метанола	С рециркуляцией метанола
Расход свежего метанола 95 %-ной концентрации, кг/ч	7800	5100
Наличие гидратов в самом холодном потоке (минус 33 °С)	нет	нет
Унос метанола с осушенным газом, кг/ч	330,22	330,14
Унос метанола с газом концевой ступени дегазации, кг/ч	0,34	0,72
Унос метанола с нестабильным конденсатом, кг/ч	4416,6	2879,9
Унос метанола с водой, кг/ч	2662,8	1631,5
Точка росы осушенного газа по углеводородам, °С	-29,04	-29,04
Точка росы осушенного газа по воде, °С	-36,50	-36,50

Таким образом, главные потери метанола на установке подготовки приходятся на унос его с водой и нестабильным конденсатом. Технология рециркуляции метанола позволяет сократить количество концентрированного метанола для поддержания безгидратного режима работы установки низкотемпературной сепарации на 2700 кг/ч, и тем самым сократить затраты на закупку свежего метанола.

Литература

1. Корякин А.Ю. Развитие рециркуляционных технологий использования ингибитора гидратообразования на ачимовских УКПГ Уренгойского НГКМ / А.Ю. Корякин [и др.] // Газовая промышленность. – 2018. – №6 (769). – С. 28 – 34.
2. Патент РФ 1350447. Способ подготовки углеводородного газа к транспорту. / Бурмистров А.Г., Истомин В.А., Лакеев В.П., Сулейманов Р.С., Кульков А.Н., Колушев Н.Р., Ставицкий В.А. – № 4072598. Заявлено 30.05.86; Опубл. Бюл. – № 41 – 1987.

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ЗОНУ ВЫПАДЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Атаныязов Э.А.

Научный руководитель старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе эксплуатации нефтяных скважин при присутствии асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в насосно-компрессорных трубах (НКТ) снижается пропускная способность и, следовательно, снижается добыча нефти и увеличивается расход электроэнергии при ее откачке. При наличии парафина в составе добываемой продукции появляются осложнения, связанные с выпадением АСПО. Отложения могут быть в затрубном пространстве, скважинном оборудовании и выкидных линиях и зоны отложения зависят от режима работы скважин. Высокое содержание парафинов и смол в составе нефти способствует изменению реологических свойств, к потере текучести. С целью предотвращения уменьшения коэффициента продуктивности, поддержания постоянства дебитов, необходимо правильно выбирать технику и технологию борьбы с АСПО.

В настоящее время известны такие методы предотвращения АСПО на нефтепромысловом оборудовании как физический способ, к которому относится применение магнитного поля, звуковых генераторов, применение покрытий лаком, стеклом, уменьшающим адгезию АСПО, применение скребков; химический способ, осуществляемый применением химических реагентов. Наиболее универсальным является химический метод. К преимуществам данного метода относятся: возможность применения на любом нефтепромысловом объекте или его участке, можно оперативно менять дозировку химического реагента и технологию использования.

В данной работе представлены исследование зон выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинном оборудовании на нефтяном месторождении «Х» [1,2].

Физико-химические свойства этого месторождения представлены в таблице 1.

Таблица 1

Физико-химические свойства нефти месторождения «Х»

Плотность при 20 °С	838,5	кг/м ³
Динамическая вязкость при 20 °С	1,08	мПа*с
Обводненность	0,5	%
Массовая доля серы	0,41	% масс
Массовая доля силикагелевых смол	6,93	% масс
Массовая доля асфальтенов	0,64	% масс
Массовая доля парафина	10,14	% масс

Данная нефть является малосернистой, по плотности она легкая, высокопарафинистая, смолистая, малым содержанием асфальтенов.

В расчетах необходимо учесть множество параметров, которые влияют на интенсивность появления АСПО на нефтепромысловом оборудовании. К факторам влияющих на интенсивность образования отложений относятся снижение забойного давления, которое приводит к нарушению гидродинамического равновесия, интенсивность выделения газа, снижение температуры в стволе скважины, понижение температуры в пласте, изменение скорости движения газожидкостной смеси, а также ее отдельных компонентов, состав углеводородного соединения (УВ) для каждой фазы смеси и соотношение объема фаз нефти и воды.

Состояние парафинов в нефти, входящих в состав отложений АСПО, зависит от давления и температуры. Пластовая температура нефтяной залежи в большинстве случаев имеет высокое значение, а парафины хорошо растворяются в пластовых условиях при высоких температурах, образуя гомогенный раствор, следовательно, при снижении температуры и давления, растворяющая способность нефти уменьшается. Это создаёт условия парафинам для перехода в кристаллическое состояние.

Процесс разгазирования нефти влияет на способность парафинов находиться в растворенном виде в потоке, но самое значимое влияние на выпадение твердой фазы оказывает снижение температуры. Разница температур породы, которая залегает на определенной глубине и скважинной продукции влияет на интенсивность теплопередачи [1]. Исходные данные технологических параметров для расчетов взяты из технологического регламента компании. Используемые данные распределения давления по глубине скважины в расчетах представлены в таблице 2.

Таблица 2

Распределение давления по глубине скважины

Параметры	Глубина Лскв, м										
	0	297	595	892	1190	1488	1786	2083	2381	2678	2976
Давление P, МПа	0,67	1,12	1,32	1,58	1,89	2,11	2,75	3,05	3,89	5,43	9,12

Первоначально были проведены определения температуры окружающей среды на забое скважины, температуры потока в скважине, было вычислено давление насыщение нефти газом при температуре потока, рассчитан объем выделившегося из нефти газа, количество растворенного газа, расчет температуры кристаллизации парафина в скважине и температуры окружающей среды. Полученные результаты температур для разных диаметров НКТ представлены на рисунке 1 и 2.

При расчётах движения по выкидной линии учитывались следующие допущения:

– $P = \text{const}$; $\Gamma_f = \text{const}$, $T_{кр} = \text{const}$ (для глубины $L=0$ м).

где P – давление, МПа; Γ_f – газовый фактор, м³/т; $T_{кр}$ – температура кристаллизации, °С.

– Координаты начала кристаллизации рассчитывались по формуле:

$$X_{кр} = \frac{C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \cdot \ln \frac{T_{нач} - T_{о.с.}}{T_{кр} - T_{о.с.}}$$

где $X_{кр}$, м; C – коэффициент теплоемкости продукции скважины, Дж/(кг·°С); M – массовый дебит скважины, кг/с; D – условный диаметр НКТ, м; K – коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·°С); $T_{нач}$ – начальная температура, °С; $T_{кр}$ – температура кристаллизации, °С; $T_{о.с.}$ – температура окружающей среды, °С.

Результаты расчетов влияния дебита на зоны выпадения АСПО представлены на рис. 3 и 4.

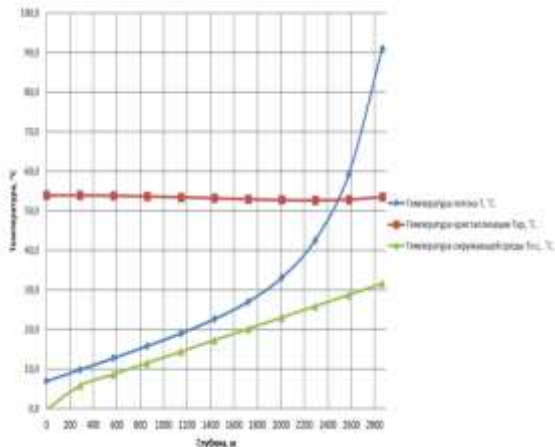


Рис. 1. Результаты температур для скважины с диаметром 0,073 м

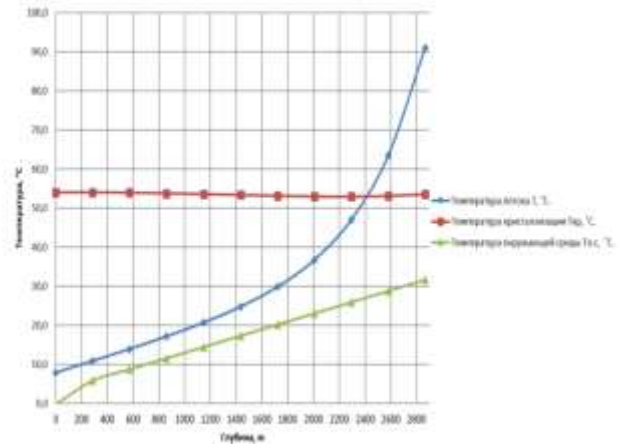


Рис. 2. Результаты температур для скважины с диаметром 0,06 м

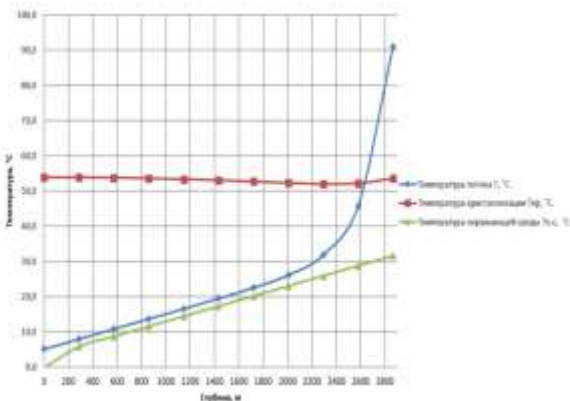


Рис. 3. Увеличение дебита скважины на $M = 0,1$ кг/с

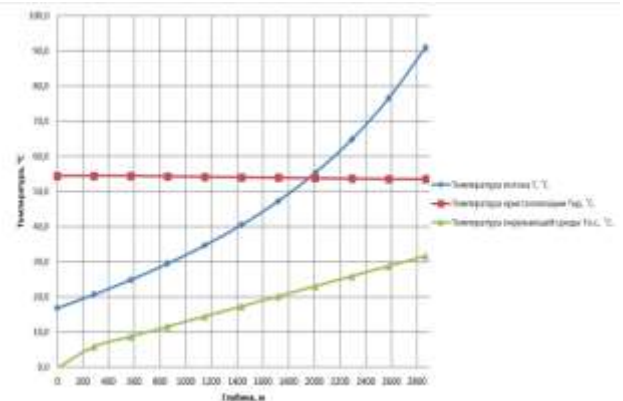


Рис. 4. Увеличение дебита скважины на $M = 0,5$ кг/с

По результатам исследования было выявлено, что глубина выпадения отложений АСПО будет находиться в интервале ~ 0-2550 м. При уменьшении диаметра НКТ с 0,073 м на 0,06 м глубина зоны выпадения парафина и зона его отложения уменьшается с 2440 м до 2390 м, а когда дебит скважины увеличивается на 0,5 кг/с, глубина выпадения отложений АСПО снижается до 1950 м.

Для предотвращения отложений целесообразно использовать закачку ингибитора АСПО. Одним из наиболее эффективных ингибиторов парафиноотложений для нефтяного месторождения «Х», является СОНПАР-5403Б. Согласно отчету лабораторного подбора ингибиторов, данный реагент подходит по всем параметрам для месторождения «Х», ингибитор обладает отмывающими и деэмульгирующими свойствами. Результаты экспериментов по определению эффективности СОНПАР-5403Б представлены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты экспериментов по определению эффективности ингибитора СОНПАР-5403Б

Название ингибитора парафиноотложений	Масса отложений, г (при дозировке, г/т нефти)			Эффективность реагента, % (при дозировках г/т нефти)		Средняя эффективность реагента, %
	0	300	600	300	600	
СОНПАР-5403Б	1,3	0,5	0,2	59,5	78,6	69,1

Оценка средней эффективности ингибиторов парафиноотложений в 50% является достаточной для того, чтобы реагент был рекомендован для использования на нефтепромысле, в данном случае выявленная эффективность подобранного для скважины ингибитора СОНПАР-5403Б составляет 69,1 %, что является достаточно высокой. Так же рекомендуется проведение опытно-промышленных испытаний с начальной дозировкой 300 г/т и оптимизация дозировок в ходе опытно-промышленных испытаний.

Литература

1. Ибрагимов Н.Г., Артемьев В.Н. и др. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа: Учебное пособие. Под редакцией доктора технических наук профессора Ю.Н. Захарова. – М.: Изд-во МГОУ, 2005. – 243с.
2. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. – М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ», 2008. – 296 с.

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПАРОТЕПЛОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Белоусов И.И.

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время проблема освоения трудно извлекаемых запасов становится все более актуальной: с открытием новых месторождений и прогнозированием остаточной добычи традиционной нефти увеличивается доля «тяжелых» нефтей в общей структуре сырьевой базы, что диктует необходимость применения усовершенствованных технологий для извлечения тяжелой, битуминозной нефти [1]. Богатая нефтяная провинция России не исключение: еще с конца XX века были получены притоки «нетрадиционной» нефти. На сегодняшний день открыто множество месторождений, которые по генезису происхождения отнесены к трудно извлекаемым запасам (ТРИЗ). Один из основополагающих факторов отнесения нефти к категории ТРИЗ – наличие залежей высоковязкой нефти.

Вязкость – важнейшее технологическое свойство, определяющее подвижность нефти в пластовых условиях, оказывающее основополагающее влияние на методы извлечения «черного золота» [2]. Вопрос о добыче флюида повышенной вязкости на сегодняшний день остаётся открытым: не определены эффективные способы и технологии добычи такой нефти, не внедрены чёткие производственные решения, позволяющие беспрепятственно добывать битуминозную нефть. Аналитический обзор современной научно-технической литературы и анализ существующих методов добычи высоковязкой нефти позволили сделать вывод об актуальности рассматриваемой проблемы.

Цель данной работы: разработать оборудование, которое позволит эффективно, экологически безопасно и экономически выгодно добывать высоковязкую нефть и рассмотреть способы внедрения этого оборудования на производстве.

Автором статьи отобраны пробы нефти одного из месторождений России и проведены лабораторные испытания, в ходе которых выявлено среднее значение динамической вязкости нефти 202,1 мПа·с. Добывать подобную нефть с сохранением рентабельности разработки стандартными способами не представляется возможным, поэтому автор статьи разработал и испытал установку забойного парогенератора (далее УЗПГ, рис. 1а). Принцип работы УЗПГ основан на нагреве воды с дальнейшим испарением благодаря установленным внутри нагревательным элементам-тэнам. Пар и вода поступают от секции к секции под давлением (рис. 1б), процесс циклически повторяется. Количество секций установки зависит от требуемого количества пара, необходимого для прогрева мощности пласта.



а) б)

Рис. 1. Установка забойного парогенератора

На рисунке 1а – изображена ступень установки забойного парогенератора, 1б – схема движения пара и воды в секциях парогенератора.

Подача воды на УЗПГ происходит насосным агрегатом, который осуществляет закачку рабочего агента с установки подготовки и сброса воды. Идентичным образом можно реализовать нагнетание рабочего агента с водозаборной скважины при внутри кустовой закачке. Применение УЗПГ возможно совместно с УЭЦН высокотемпературного исполнения или компрессорным газлифтом [3]. Имеется возможность использовать установку в ППД скважине для нагрева нагнетаемой воды в пласт. Ключевое преимущество – это возможность генерации пара непосредственно на забое скважины. Данное устройство можно использовать при парогравитационной разработке пластов с высоковязкой нефтью.

Достоинства установки забойного парогенератора:

- возможность добывать высоковязкую нефть насосами с большой производительности (УЭЦН);
- увеличивается коэффициент извлечения нефти (КИН) за счет увеличения коэффициентов охвата ($K_{охв}$) и вытеснения ($K_{выт}$);
- отсутствует дорогостоящее наземное оборудования в сравнении с зарубежными тепловыми методами;
- нет потерь теплоты по стволу скважины, поскольку генерация пара происходит непосредственно на забое скважины;
- генерация пара происходит ниже зоны залегания многолетнемерзлых пород, что исключает растепление пород и смятие обсадной колонны под действием горного давления;
- простота в обслуживании оборудования.

В лабораторных условиях проведены исследования зависимости вязкости нефти при разных температурах (рис. 2).

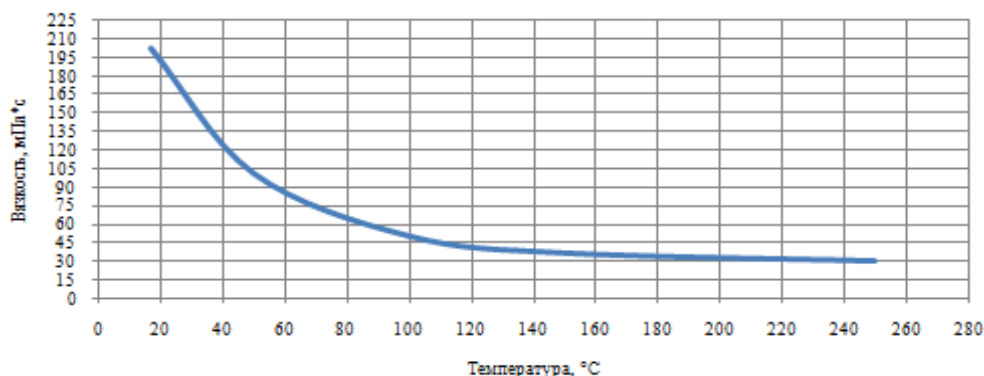


Рис. 2. Изменение вязкости нефти при изменении температуры

Лабораторным путем доказано, что при нагревании нефти до температуры 120 °C её вязкость уменьшилась с 202 мПа·с до 30,3 мПа·с. Имея данную зависимость, мы определили ожидаемый дебит в горизонтальной скважине (по формуле 1 – Ю.П. Борисова).

$$Q = \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot B} \cdot \frac{\Delta P}{\left(\ln\left(\frac{4R_k}{L}\right) + \frac{h}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2\pi \cdot r_c}\right) \right)}, \quad (1)$$

где Q – дебит нефти горизонтальной скважины, м³/сут; k – проницаемость пласта, м²; h – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м; μ – вязкость нефти в пластовых условиях, Па·с; B – объемный коэффициент нефти, д.ед.; ΔP – депрессия на пласт, Па; R_k – радиус контура питания скважины, м; L – длина горизонтальной части ствола скважины, м; r_c – радиус скважины, м.

После проведения пароциклической обработки скважины её производительность увеличилась в 8,4 раза, что свидетельствует о технологической эффективности внедряемого оборудования.

С целью оценки перспектив предлагаемой технологии произведено технико-экономическое обоснование. Положительный денежный поток будет наблюдаться с увеличением выручки от реализации добытой нефти, что подтверждает эффективность разработки.

Литература

1. Владимиров И. В., Альмухаметова Э. М. Нестационарное тепловое воздействие при разработке залежей высоковязкой нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – №. 4. – С. 23-27.
2. Воробьев, К.А. Применение метода парагравитационного дренажа на трудноизвлекаемых месторождениях нефти / К.А. Воробьев, М.Е. Пяткова // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2021. – Т. 1. – С. 156 – 159.
3. Жоламанов А. Н., Гусманова А. Г. Результаты работ по чередующейся закачке пара и воды на Западном участке месторождения Каражанбас // Интернаука. – 2019. – №. 14-1. – С. 68-70.

**НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ ПРОФЕССОР РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ БОРЬБЫ
С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ**

Белоусов И.И.

В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтедобыча на различных этапах разработки месторождения сопровождается многообразием осложняющих факторов, которые влияют на рентабельность извлечения «черного золота». Доминантным осложняющим фактором является отложение асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПО) на глубинно-насосном оборудовании (ГНО) и наземных промысловых коммуникациях.

Наличие зоны вечной мерзлоты, высокий газовый фактор, низкая пластовая температура в сочетании с составом смолистой вязкой нефти – основные причины образования АСПО. Отложения такого типа являются основанием для уменьшения межремонтного период ГНО, ускоряют деградацию напорно-расходной характеристики и приводят к преждевременному выходу оборудования из строя. Поэтому проблема борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями остается приоритетной на сегодняшний день в нефтяной промышленности [1].

АСПО – тяжелые компоненты нефти, которые отлагаются внутри нефтепромыслового оборудования. Они затрудняют нефтедобычу, транспортировку и хранение углеводородов. Групповой химический состав нефти и АСПО определяется по методу SARA, включающему осаждение асфальтенов 40-кратным объемом н-гептана, сорбцией деасфальтизованной нефти на силикагеле с последующей десорбцией парафинов и ароматики смесь нефраса и толуола, смол – спирто-бензольной смесью с последующим выпариванием. Исходя из проведенного анализа группового химического состава отложений на месторождениях

Восточной Сибири, доказано, что в их составе преобладают асфальтены (15 %) и смолы (29 %), а также присутствует достаточно большое количество твердого парафина (26 %) [2]. Многообразие компонентов в нефти с различных продуктивных горизонтов Восточносибирских месторождений диктует необходимость рассматривать различные методики, которые будут более эффективно снижать влияние этого негативного осложняющего фактора.

Существует два направления борьбы с АСПО: проведение работ по предупреждению образований (химические методы) и удаление данных отложений (механические методы).



Рис. Отложения парафина в наземных нефтепромысловых коммуникациях

Самыми эффективными методами являются периодические термические обработки с применением агрегата депарафинизации (горячей нефтью), скребкование НКТ (механическое удаление специальными устройствами), применение греющего кабеля, использование ингибитора АСПО [3]. Но данные методы не являются достаточно эффективными в условиях равенства температур насыщения нефти парафином на устье скважины.

В ходе испытаний для месторождений Восточной Сибири установлено, что для проведения технологических операций против АСПО наиболее эффективным является смесь из 42,5 % алифатического, 42,5 % ароматического и 15 % полярного компонентов. В качестве алифатического компонента могут быть использованы нефрас, прямогонные нефтяные фракции (бензиновая, керосиновая, дизельная), газовый конденсат. В качестве ароматического растворителя могут быть использованы толуол и отходы нефтехимической и коксохимической промышленности (сырой бензол, смолы пиролиза). В качестве полярного компонента могут быть использованы ацетон, спирты, отходы нефтехимической промышленности (процессов окисления). Для повышения эффективности операции по удалению АСПО целесообразно использовать полиэфиры типа Wanol 2310. При добавке 1 % полиэфира можно повысить эффективность растворения до 92 %.

Автором статьи был определен состав АСПО с разных скважин, проанализированы факторы, которые приводят к интенсивному образованию отложений на скважинах, с помощью экспериментальных исследований определен состав эффективных растворителей-удалителей АСПО, выявлены добавки, повышающие эффективность удаления отложений при применении с растворителями или нефтью при проведении операций по удалению АСПО.

Доказано, что разработанная автором технология будет эффективней на 3,9 млн рублей для эксплуатации одной осложнённой АСПО скважины за счет увеличения межремонтного периода оборудования и интервала между тепловыми обработками скважин.

Литература

1. Вяткин К.А., Мартюшев Д.А., Лекомцев А.В. Технология очистки НКТ от асфальтосмолопарафиновых отложений с последующей их утилизацией // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 36 – 38.
2. Иванова Л. В., Буров Е. А., Кошелев В. Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2011. – №. 1. – С. 268-284.
3. Макаревич А. В., Банный В. А. Методы борьбы с АСПО в нефтедобывающей промышленности (обзор в двух частях) Часть 1 // Экология промышленного производства. – 2012. – №. 4. – С. 9-14.

ПРИМЕНЕНИЕ ДВУХФАЗНОГО ГРП В СКВАЖИНАХ С НИЗКОПРОНИЦАЕМЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

Богомякова И.В.

Научный руководитель И.В.Федоренко

Томский политехнический техникум, г.Томск, Россия

Трудноизвлекаемые запасы уже сейчас являются одним из основных источников углеводородов для нефтедобывающей промышленности. Для разработки месторождений с низкопроницаемыми, неоднородными коллекторами отлично зарекомендовал себя метод гидроразрыва пласта, однако он не всегда способен обеспечить удовлетворительные уровни рентабельности и добычи ценных углеводородов. Применение горизонтальных скважин совместно с двухфазным ГРП позволяет значительно увеличить площадь контакта с нефтенасыщенным пластом, обеспечить максимальный охват выработкой и тем самым сократить время разработки и снизить затраты на добычу нефти.

Гидравлический разрыв пласта – довольно эффективный в настоящее время метод интенсификации притока нефти из низкопроницаемых коллекторов, получивший массовое применение. Суть метода заключается в создании трещины жидкостью, закачиваемой в скважину под большим давлением, с последующей закачкой расклинивающего материала и продавкой его в пласт с целью удержания трещины в раскрытом состоянии. В результате ГРП при правильном выборе скважин и технологии можно существенно увеличить дебиты нефти обработанных скважин.

В настоящее время проблемой стало совершенствование технологии ГРП и его адаптация под имеющиеся объекты сложного как по фильтрационным, так и по упруго-механическим свойствам строения. Выбор технологии проведения ГРП определяется геологическим строением пласта, текущим состоянием разработки объекта, конструктивными особенностями скважин и заключается в обеспечении максимальной эффективности и высокой технологической успешности операций. Одной из технологий является проведение двухфазного ГРП. Принцип двухфазного ГРП: последовательное проведение операции с закачкой проппанта (между этапами перерыв 6 часов для смыкания трещины) без отхода бригады ГРП (рис.).

Технология проведения:

- проведение 1-го этапа ГРП по стандартной технологии с закачкой проппанта 20 т;
- ожидание осаждения проппанта, распада геля 3–6 часов;
- проведение 2-го этапа ГРП закачкой проппанта 40 тонн, распад геля 24 часа, создание основной трещины в ранее не простимулированной зоне с сохранением высоты трещины.

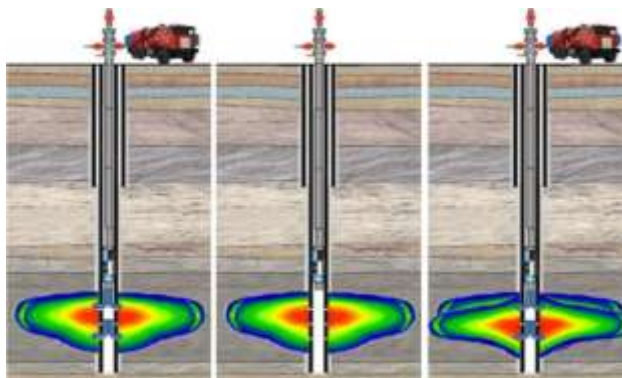


Рис. Технология двухфазного ГРП

Технология двухфазного ГРП позволяет обеспечить:

- сокращение вертикальной высоты трещины;
- предотвращение разрушения глинистых перемычек;
- в дренирование не вовлекаются близлежащие водоносные пропластки;
- позволяет создать протяженную трещину, увеличивая площадь дренирования;

- позволяет создать надежную гидродинамическую связь в системе «скважина-пласт»;
- не требует дополнительных затрат (подготовка к ГРП).

В связи с этим технология проведения двухфазного ГРП является рентабельной для скважин с низкой проницаемостью, что дает в свою очередь возможность эксплуатации большего объема залежи в зоне вскрытия горизонтальных скважин.

Литература

1. Нефтяники РФ [Электронный ресурс] – режим доступа: <http://www.nftn.ru/>
2. Официальный документ ПАО «Сургутнефтегаз» «Основные сведения для студентов».
3. Матвеев С. Н. Справочная книга по добыче нефти // ИГДУ" Комсомольскнефть. – 2001.
4. Паняк С. Г., Аскеров А. А. О., Юсифов Т. Ю. О. Гидроразрыв пласта-эффективный метод доизвлечения запасов нефти и газа // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – №. 5. – С. 57-60.

СОВРЕМЕННЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ОСНОВЕ НАНОСТРУКТУРИРОВАННЫХ ГЕЛЕЙ И ЗОЛЕЙ

Бычков Д.А.

Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтеотдача является важным показателем для нефтяных компаний, их акционеров и государственных структур. В условиях снижения запасов и увеличения труднодоступных месторождений, повышение нефтеотдачи становится особенно актуальным. В этом контексте химические методы увеличения нефтеотдачи играют ключевую роль в достижении этой цели.

В данной статье мы рассмотрим новые разработки в области химических методов увеличения нефтеотдачи, связанных с использованием наноструктурированных гелей и золей.

Наноструктурированные гели и золи – это продукты, полученные с использованием нанотехнологий и используемые для физико-химических и комплексных технологий увеличения нефтеотдачи. Эти продукты представляют собой смеси наночастиц, полимеров и смол, способные образовывать стабильную сеть внутри пласта, что позволяет улучшить характеристики нефтяных скважин и повысить нефтеотдачу. Одним из основных преимуществ наноструктурированных гелей и золей является возможность достижения точечной доставки продукта в пласт. Благодаря этому достигается максимальный эффект, а также уменьшается вероятность негативного воздействия на окружающую среду и техногенные процессы в пласте. Помимо этого, наноструктурированные гели и золи также способны создавать барьеры для миграции нефтяных флюидов вне пласта. Это позволяет уменьшить риск возникновения различных проблем, связанных с пересечением границ пласта. Одним из главных недостатков традиционных методов увеличения нефтеотдачи является их высокая стоимость. Однако использование наноструктурированных гелей и золей позволяет снизить затраты на такие процедуры, благодаря более точному и рациональному использованию продукта.

Применение наноструктурированных гелей и золей имеет множество примеров в нефтедобывающей индустрии. Одним из них является использование наноструктурированных гелей и золей для устранения проблем, связанных с пескопроявлениями. В этом случае гель вводят в пласт, что приводит к образованию стабильной сети внутри пласта, блокирующей выход песка. Таким образом, удается сохранить работоспособность скважины и продлить ее срок службы.

Химические методы увеличения нефтеотдачи основаны на использовании химических реагентов и соединений для улучшения работы скважин и увеличения добычи нефти. Среди таких методов можно выделить методы, основанные на применении солей алюминия и карбамида (ГАЛКА) и полимерных реагентов (МЕТКА). Соль алюминия – карбамид – вода (ГАЛКА) – это химический реагент, который используется для улучшения работы скважин путем изменения фильтрационных свойств пласта. Реагент состоит из раствора солей алюминия и карбамида, которые вводятся в скважину и затем распределяются по пласту.

В результате происходит изменение свойств пласта, увеличивается проницаемость пласта, что позволяет увеличить добычу нефти. Полимерные реагенты (МЕТКА) являются другим типом химических реагентов, используемых для увеличения нефтеотдачи. Эти реагенты представляют собой полимеры, которые вводятся в скважину и затем распределяются по пласту. Полимеры связываются с частицами песка и другими примесями, образуя стабильную сеть, которая блокирует поры в пласте и уменьшает фильтрационные потери. Это позволяет увеличить добычу нефти и улучшить работу скважин.

Помимо методов, основанных на применении солей алюминия и карбамида и полимерных реагентов, существует множество других химических методов увеличения нефтеотдачи. Они включают в себя использование поверхностно-активных веществ, средств для устранения пескопроявлений, агентов для устранения образования эмульсий и других химических реагентов. Использование химических методов увеличения нефтеотдачи позволяет достигать более точных и эффективных результатов, снижать затраты на такие процедуры и уменьшать негативное воздействие на окружающую среду и техногенные процессы в пласте.

Кроме того, химические методы увеличения нефтеотдачи позволяют повышать эффективность добычи нефти на месторождениях с низкой проницаемостью пластов, с использованием технологий вторичного и третичного вскрытия пласта.

В целом, химические методы увеличения нефтеотдачи, включая методы, основанные на применении солей алюминия и карбамида и полимерных реагентов, представляют собой эффективный инструмент для повышения добычи нефти. Однако их применение должно осуществляться с учетом экологических последствий и потенциальных рисков для окружающей среды.

Исследования по применению композиций МЕТКА на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения показали эффективность данного метода в ограничении водопритока и увеличении нефтеотдачи (рис.).

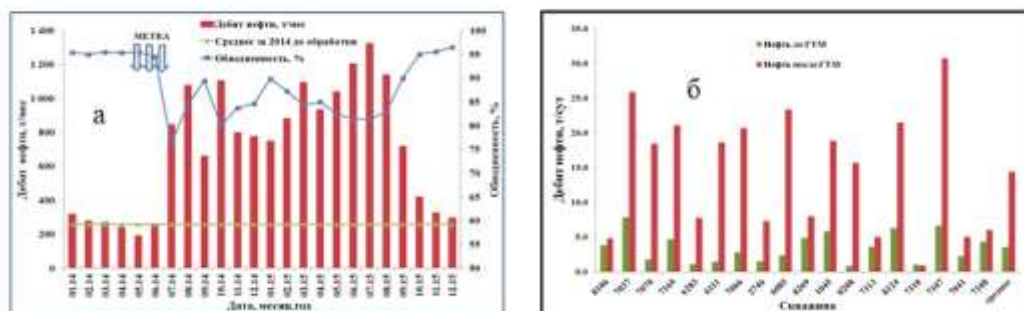


Рис. Результаты эффективности испытаний по увеличению нефтеотдачи на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения с использованием композиций МЕТКА и ГАЛКА

А) Применение композиций МЕТКА на пяти добывающих скважинах, что привело к увеличению дебитов нефти и снижению обводненности.

Б) В 2017 году была применена технология ПЦО с композицией ГАЛКА, что привело к приросту среднемесячного дебита нефти по добывающим скважинам после обработки. Данная технология была использована в промышленных условиях.

По результатам исследований было установлено, что применение композиций МЕТКА позволяет снизить проницаемость пласта для воды и увеличить проницаемость для нефти. Также было отмечено увеличение дебита нефти на 20–30 % и увеличение дополнительной добычи нефти на 2-4 тыс. тонн на одну скважину. В 2017 году технология пароциклической обработки (ПЦО) с применением композиции ГАЛКА была успешно применена на нескольких нефтегазовых месторождениях в России. В частности, на месторождении Комсомольское, где была проведена пароциклическая обработка с применением композиции ГАЛКА, среднемесячный дебит нефти увеличился на 32 % по сравнению с начальными показателями. Также на других месторождениях было отмечено увеличение дебита нефти на 20–50 %.

Другой пример использования наноструктурированных гелей и золей – это улучшение эффективности гидравлических разрывов. В этом случае гель используется для создания дополнительной прочности в пласте и увеличения зоны контакта между пластом и жидкостью, используемой для гидравлического разрыва. Это позволяет повысить нефтеотдачу и сократить затраты на такие процедуры. Кроме того, наноструктурированные гели и золи также могут использоваться для устранения проблем, связанных с образованием парафиновых отложений в скважинах. В этом случае гель вводят в пласт, что приводит к созданию барьера, блокирующего образование парафиновых отложений. Было проведено экономическое обоснование применения композиций МЕТКА на данном месторождении, которое показало, что затраты на применение данного метода окупаются за период от 1 до 2 лет.

Таким образом, использование наноструктурированных гелей и золей является перспективным направлением развития химических методов увеличения нефтеотдачи. Эти продукты позволяют достигать более точных и эффективных результатов, снижать затраты на такие процедуры и уменьшать негативное воздействие на окружающую среду и техногенные процессы в пласте. В будущем можно ожидать дальнейшего развития этой технологии и ее широкого внедрения в нефтедобывающей индустрии.

Литература

1. Зайцев О.В. и др. Наноструктурированные гели для увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 87 – 91.
2. Литвинова Т.Н. и др. Состояние и перспективы использования наноматериалов в нефтяной промышленности // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 5. – С. 51 – 55.
3. Шеховцов А.В. и др. Наноструктурированные золи для увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 3. – С. 41 – 45.
4. Васильев А.Н. и др. Использование наночастиц в нефтегазовой отрасли // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 3. – С. 52 – 56.

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ НА РАБОТУ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ПЛАСТА БВ₈ ПОКАЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Гизатулин Н.Р.

Научный руководитель доцент И.А. Козлова

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Целью исследования в данной работе является установление влияния геологической неоднородности коллекторов на работу добывающих скважин пласта БВ₈ Покачевского месторождения. Для достижения поставленной цели необходимо изучить: геологическую неоднородность коллекторов пласта БВ₈, установить различия в технологических показателях работы скважин, расположенных в разных фациальных зонах залежи.

Объектом изучения является пласт БВ₈ Покачевского месторождения. Месторождение приурочено к Среднеобской области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Покачевское месторождение было открыто в 1970 году, разрабатывается с 1977 года. Месторождение является многопластовым, продуктивность связана с верхнеюрским и нижнемеловым нефтегазоносными комплексами. К берриас-валанжинскому ярусу нижнемелового нефтегазоносного комплекса приурочен пласт БВ₈. Коллектор пласта БВ₈ представлен мелко- и среднезернистыми песчаниками и алевролитами. В качестве флюидоупора выступают глины самотлорской пачки. К особенностям геологического строения пласта БВ₈ можно отнести хорошие фильтрационно-емкостные свойства пласта коллектора, он относится к классу А с большой емкостью порового пространства (по П.П. Авдусину и М.А. Цветковой) и к классу хорошо проницаемых (по Г. И. Теодоровичу). Но при этом пласт имеет значительную дифференциацию коэффициента проницаемости по площади залежи от 0,01 мкм² до 0,22 мкм², а также значительную дифференциацию по площади залежи эффективной нефтенасыщенной толщины от 0 до 20 м, коэффициента начальной нефтенасыщенности от 0,2 до 0,8 д.ед., коэффициента песчаности от 0,2 до 0,6 д.ед. и расчлененности от 2 до 22 ед. Таким образом пласт БВ₈ значительно неоднороден по площади залежи [1].

Формирование залежи происходило в условиях регрессирующего морского бассейна, отложения представлены фациями вдольберегового регрессивного бара, гребневая часть которого характеризуется повышенной толщиной и высокими фильтрационно-емкостными свойствами, а в склоновых частях и подножии – значения толщины и фильтрационно-емкостные свойства снижаются. Таким образом геологические условия образования залежи в данной фациальной обстановке предопределили высокую изменчивость коллекторских свойств, толщин и показателей неоднородности.

С учетом фациальных условий формирования залежи и на основании распределения по площади геологических характеристик пласта БВ₈ в пределах залежи было выделено 3 зоны. Схема зонирования залежи приведена на рисунке 1. Зона подножия бара с ухудшенными свойствами располагается по периферии залежи и обладает следующими средними характеристиками: низкими значениями $h_{эф.н} = 5$ м; $K_{пр.} = 0,031$ мкм²; $K_{песч.} = 0,3$ д.ед. Пониженным значением $Кн.н = 0,47$ д.ед., и при этом обладает низкой расчлененностью 5 ед. Зона склоновых участков имеет средние значения характеристик и располагается в северо-западной и восточной частях залежи. Для нее характерны повышенные значения $h_{эф.н} = 10$ м; $K_{пр.} = 0,07$ мкм²; $Кн.н = 0,57$ д.ед. Расчлененность равна 7 ед., а значение $K_{песч.} = 0,4$ д.ед. Зона гребня бара с улучшенными свойствами занимает значительную площадь в центре залежи и обладает следующими характеристиками: высокими значениями $h_{эф.н} = 12$ м; $K_{пр.} = 0,18$ мкм², повышенными значениями $Кн.н = 0,54$ д.ед. и $K_{песч.} = 0,48$ д.ед. Коллектор этой зоны обладает самой высокой расчлененностью 10 ед. [2].

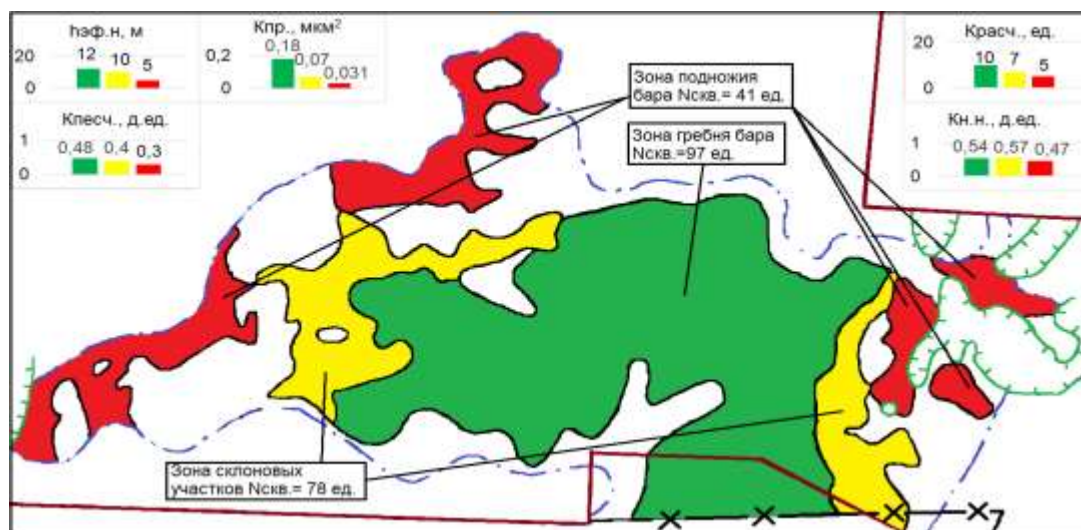


Рис. 1. Схема зонирования залежи с учетом характеристик неоднородности коллекторов

Следующим шагом исследования было установление различий в средних значениях технологических показателей работы добывающих скважин, расположенных в разных литолого-фациальных зонах залежи. Для этого

были построены гистограммы на которых приведены значения накопленной добычи нефти и жидкости в различных зонах (рис. 2).



Рис. 2. Гистограммы значений накопленной добычи нефти и жидкости

Из рисунка 2 видно, что зона гребня бара, обладает лучшими характеристиками коллектора и имеет максимальные значения накопленной добычи нефти и жидкости, зона склоновых участков обладает средними характеристиками коллектора, поэтому накопленная добыча в данной зоне понижена, зона подножия бара характеризуется самой низкой эффективной нефтенасыщенной толщиной и проницаемостью, поэтому данная зона имеет минимальные показатели накопленной добычи.

Для определения степени влияния характеристик геологической неоднородности на работу скважин были построены и проанализированы некоторые зависимости (рис. 3). В целом исследованные показатели неоднородности, оказывают существенное влияние на работу добывающих скважин, расположенных в разных фациальных зонах залежи. Это подтверждают построенные зависимости. Так, по графикам (рис. 3 а, б) видно, что зона подножия бара обладает пониженными значениями эффективной нефтенасыщенной толщины и характеризуется низкими значениями накопленной добычи нефти и жидкости, в то время как в зоне склоновых участков и зоне гребня бара нарастание накопленной добычи жидкости с увеличением толщин происходит по экспоненциальному закону ($Q_{ж. нак.} = 35,763e^{0,2296 \cdot h_{эф. н.}}$, $R^2 = 0,25$), накопленная добыча нефти в зоне склоновых участков и зоне гребня бара также нарастает по экспоненциальному закону ($Q_{н. нак.} = 9,8213e^{0,1796 \cdot h_{эф. н.}}$, $R^2 = 0,11$). По графику (рис. 3 в) наблюдается четкая дифференциация зон по значениям коэффициента проницаемости, зона подножия бара характеризуется низкими значениями накопленной добычи жидкости, зона склоновых участков и зона гребня бара имеют различные значения коэффициента проницаемости обладают в целом сходными значениями накопленной добычи жидкости, но в зоне гребня бара начиная со значения $K_{пр.} = 0,2$ происходит нарастание накопленной добычи жидкости. Величина коэффициента песчаности по всем зонам залежи меняется незначительно, но в зоне гребня бара начиная со значения $K_{песч.} = 0,5$ происходит нарастание накопленной добычи жидкости. (рис. 3 г).

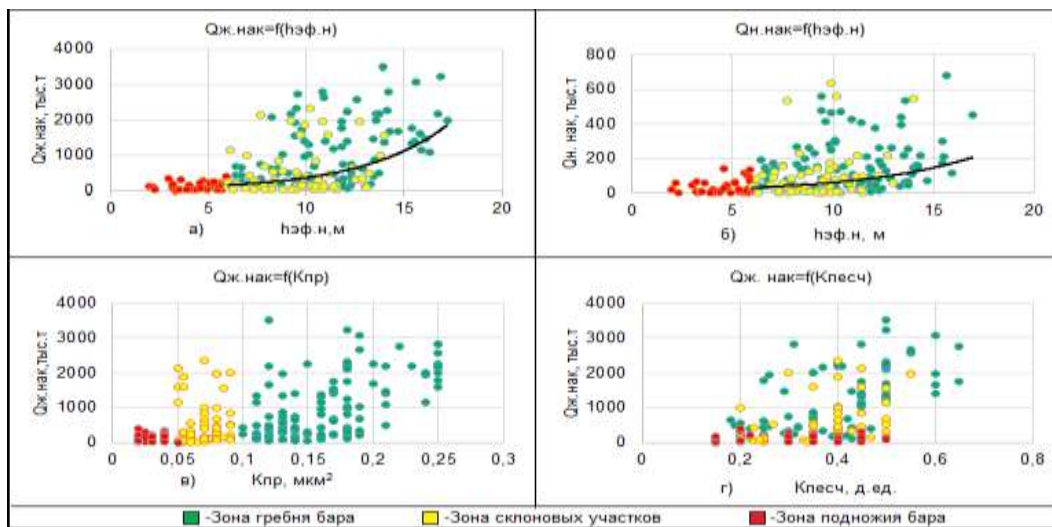


Рис. 3. Графики зависимости накопленных значений добычи нефти и жидкости от $h_{эф. н.}$, $K_{пр}$ и $K_{песч}$

Исследование выполнено в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки ведущих научных школ Российской Федерации (номер гранта НШ-1010.2022.1.5).

Литература

1. Иванова М. М. и др. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – 1985.
2. Кузнецова Г. П., Лукашев А. С., Хакимов И. И. Влияние геологической неоднородности на эффективность разработки // Территория Нефтегаз. – 2014. – №. 6. – С. 36-41.

**ОПЫТ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАБОЙНЫХ ПРОВОЛОЧНЫХ ФИЛЬТРОВ
ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ: ПРОБЛЕМЫ И ВЫВОДЫ**

Григорьев М.Б.

Научный руководитель доцент Д.С. Тананыхин

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

В ходе исследований были проведены эксперименты по определению эффективности забойных проволочных фильтров для ограничения пескопроявления в изменяющихся внешних условиях. Критериями оценки эффективности являлись: количество взвешенных частиц в фильтрате, гранулометрический состав вынесенных частиц, изменение проницаемости в процессе фильтрации.

Исследования проводились в форме фильтрационных экспериментов по методике «Prepack sand retention test» на купонах проволочных фильтров. В силу отсутствия кернового материала, эксперименты проводились на насыпных моделях пласта-коллектора, которые можно «приравнять» к керну в части гранулометрического состава и фильтрационно-емкостных свойств. Диаметр моделей составлял 3 сантиметра, высота – варьировалась от 5 до 6 сантиметров.

Изменяющиеся параметры в процессе экспериментов кратко представлены в таблице:

Таблица

Отслеживаемые в ходе опытов параметры

Параметр	Показатели			
	D10=5 мкм	D10=3 мкм	D10=70 мкм	
Гранулометрический состав насыпной модели (пласта-коллектора)	D50=55 мкм	D50=25 мкм	D50=270 мкм	
	D90=185 мкм	D90=95 мкм	D90=400 мкм	
Перепад давления при фильтрации	50 psi	200 psi		
Апертура фильтра	100 мкм	150 мкм	200 мкм	500 мкм
Профиль проволоки фильтра	Треугольный	Каплевидный	Трапецеидальный	
Вязкость флюида	71 мПа*с	9 мПа*с		
Соотношение фильтрующихся флюидов	Нефть/Вода	Нефть/Газ		
	10/90%	10/90%	Нефть 100%	
	50/50%	50/50%		
70/30%	70/30%			

В ходе проведения экспериментов были установлены следующие выводы:

1. Количество взвешенных частиц в фильтрате зависит от объемного распределения фаз в потоке флюида – фильтрация чистой нефти приводит к наибольшему количеству взвешенных частиц в фильтрате, в группе водонефтяных смесей повышение доли воды приводит к росту количества взвешенных частиц, фильтрация газонефтяных смесей приводит к наименьшему количеству взвешенных частиц при прочих равных условиях.

2. Количество взвешенных частиц естественным образом снижается с течением времени, вероятно, за счет образования арочных систем и блокирования поровых каналов. При этом, скорость естественного уменьшения количества взвешенных частиц зависит от объемного распределения фаз в потоке флюида:

3. Рост перепада давления приводит к увеличению количества взвешенных частиц в фильтрате. Опытным путем установлено, что при четырехкратном увеличении перепада давления (депрессии), в среднем, количество взвешенных частиц в фильтрате возрастает в 2,67 раз. При этом, в зависимости от объемного распределения фаз в потоке флюида и «стадии» пескопроявления, количество взвешенных частиц может возрастать в 1,2-8 раз.

4. Вопреки ожиданиям, изменение гранулометрического состава выносимых частиц в сторону уменьшения их диаметра не приводит к увеличению количества взвешенных частиц в фильтрате при применении проволочных фильтров одинаковой апертуры и конструкции. Это связано с ростом прочности насыпной модели (пласта-коллектора) за счет когезионного взаимодействия между частицами. Кроме того, уменьшение гранулометрического состава свидетельствует о высоком содержании глины в его составе, которая также играет роль «цементирующего» материала в пласте.

5. Применение механических фильтров приводит к уменьшению проницаемости системы «фильтр-насыпная модель (пласт)». Однако, вопреки ожиданиям, апертура фильтра и перепад давления при фильтрации не оказывают значительного влияния на этот параметр. В большинстве случаев, коэффициент относительного изменения проницаемости не зависит от количества взвешенных частиц в фильтрате и гранулометрического состава выносимых

частиц, что говорит о том, что изменение проницаемости системы «фильтр-пласт» происходит преимущественно в удаленной зоне пласта.

6. Для проволочных фильтров, форма проволочной намотки оказывает значительное влияние на количество взвешенных частиц в фильтрате и гранулометрический состав выносимых мех. примесей. При сравнении проволочной намотки с трапецидальным, треугольным и каплевидным профилем установлено, что проволока с трапецидальным профилем приводит к наименьшему содержанию механических примесей в фильтрате (наименьшему количеству взвешенных частиц). Кроме того, трапецидальный профиль обеспечивает низкую пропускную способность фильтра по отношению как к наиболее крупным частицам породы, что благоприятно скажется на вероятности образования песчаных пробок в стволе скважины, так и к наиболее мелким частицам породы.

Вышеприведенные выводы в полной мере не описывают динамику процесса пескопроявления, поскольку число параметров, оказывающих влияние на процесс пескопроявления (в более широком смысле – выноса механических примесей) является достаточно обширным и требует дополнительных исследований:

1. Вязкость жидкости – чем выше вязкость, тем больше количество выносимого песка [6, 7];
2. Содержание газа в пласте [9, 20];
3. Гранулометрический состав пласта-коллектора и параметры формы частиц [5, 8];
4. Содержание глины [11, 12];
5. Распределение напряжений в призабойной зоне пласта [21, 22];
6. Поровое давление [3, 17];
7. Забойное давление – Дебит – Скорость жидкости в пласте [4, 19, 20];
8. Режим течения флюида [1, 14];
9. Степень истощения пласта [10, 15];
10. Темп вывода скважины на режим (скорость уменьшения забойного давления) [8, 15];
11. Обводненность продукции [2, 18];
12. Свойства коллектора – количество пластового цемента, прочность породы и т. д. [13, 16].

Литература

1. Ahad N.A., Jami M., Tyson S. A review of experimental studies on sand screen selection for unconsolidated sandstone reservoirs // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020. – Т. 10. – № 4. – С. 1675 – 1688.
2. Bianco L. C. B., Halleck P. M. Mechanisms of Arch Instability and Sand Production in Two-Phase Saturated Poorly Consolidated Sandstones The Hague, The Netherlands: SPE 68932, 2001. – С. 10.
3. Bouteca M.J., Sarda J.-P., Vincke O. Constitutive Law for Permeability Evolution of Sandstones During Depletion Lafayette, Louisiana, USA: SPE, 2000. – С. 8.
4. Cameron J. [и др.]. Enhanced Flux Management for Sand Control Completions Dallas, Texas., 2018. – С. 16.
5. Cespedes A. E. M. [и др.]. SPE-199062-MS Sand Control Optimization for Rubiales Field: Trade-Off Between SandControl, Flow Performance and Mechanical Integrity Virtual: SPE, 2020. – С. 31.
6. Devere-Bennett N. Using Prepack Sand-Retention Tests (SRT's) to Narrow Down Liner/Screen Sizing in SAGD Wells. Baniff, Alberta, Canada: SPE-178443-MS, 2015.
7. Dong C. [и др.]. Screen sand retaining precision optimization experiment and a new empirical design model // *Petroleum Exploration and Development*. 2016. – № 6 (43). – С. 1082–1088.
8. Eshiet K.I.-I., Sheng Y. Investigating Sand Production Phenomena: An Appraisal of Past and Emerging Laboratory Experiments and Analytical Models // *Geotechnics*. 2021. – № 2 (1). – С. 492–533.
9. Fattahpour V. [и др.]. Comparative Study on the Performance of Different Stand-Alone Sand Control Screens in Thermal Wells. Lafayette, Louisiana, USA, 2018.
10. Garolera D., Carol I., Papanastasiou P. Micromechanical analysis of sand production. 2018.
11. Gillespie G., Deem K. , Malbrel C. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. SPE 64398 Screen Selection for Sand Control Based on Laboratory Tests. Brisbane, Australia, 2000.
12. Guo Y., Nouri A., Nejadi S. Effect of slot width and density on slotted liner performance in SAGD operations // *Energies*. 2020. – № 1 (13).
13. Hisham B. M., Leong V. H., Lestariyono Y. Sand production: A smart control framework for risk mitigation // *Petroleum*. 2020. Т. 6. – № 1. – С. 1 – 13.
14. Ikporo B., Sylvester O. Effect of Sand invasion on Oil Well Production: A case study of Garon Field in the Niger Delta // *The International Journal Of Engineering And Science (IJES)* ||. 2015. – С. 64 – 72.
15. Isehunwa S., Farotade A. Sand Failure Mechanism and Sanding Parameters in Niger Delta Oil Reservoirs. 2010.
16. Khomehchi E., Ameri O., Alizadeh A. Choosing an optimum sand control method // *Egyptian Journal of Petroleum*. 2015. – № 2 (24). – С. 193 – 202.
17. Kuncoro B., Ulumuddin B., Palar S. Sand control for unconsolidated reservoirs Jakarta, Indonesia: IATMI, 2001. – С. 7.
18. Luo W., Xu S., Torabi F. Laboratory Study of Sand Production in Unconsolidated Reservoir San-Antonio, Texas, USA: SPE, 2012. – С. 14.
19. Montero J. D. [и др.]. SPE-189773-MS A Critical Review of Sand Control Evaluation Testing for SAGD Applications Calgary, Alberta, Canada., 2018. – С. 21.
20. Romanova U. G. [и др.]. A Comparative Study of Wire Wrapped Screens vs. Slotted Liners for Steam Assisted Gravity Drainage Operations New Orleans, Louisiana, USA: World Heavy Oil Congress, 2014. – С. 24.
21. Salahi A. [и др.]. Sand production control mechanisms during oil well production and construction // *Petroleum Research*. 2021.
22. Salehi M. B., Moghadam A. M., Marandi S. Z. Polyacrylamide hydrogel application in sand control with compressive strength testing // *Petroleum Science*. 2019. – № 1 (16). – С. 94 – 104.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДИАГРАММЫ ГАНТА В ПЛАНИРОВАНИИ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ**

Гыбадулин Д.А., Швецов А. С.

Научный руководитель доцент Т.А. Грошева

Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

В основе публикации анализ визуальных инструментов системы бережливого производства, повышающих эффективность планирования на предприятиях. Разработан и представлен макет диаграммы Ганта для визуализации цикла геологоразведочных работ, охарактеризованы ее достоинства и ограничения. Проведено сравнение представленной модели с практическими наработками предприятия нефтегазовой отрасли по схематизации стадий геологоразведочных работ. Материалы статьи представляют интерес для специалистов предприятий, обеспечивающих разработку и реализацию проектов, сопровождение процессов в области геологоразведки, позволяя обеспечить совершенствование деятельности и повышение производительности труда.

Одной из эффективных технологий в системе бережливого производства выступает цикл PDCA (Plan – планирование, Do – действие, Check – проверка, Act – корректировка) или цикл Деминга, который определяет правильную последовательность внедрения улучшений для повышения эффективности, гибкости и экономичности работ [5]. Одним из элементов данного цикла выступает «планирование», обеспечивающее сбор и анализ информации с опорой на прошлый опыт для структурирования и повышения эффективности проведения работ и администрирования процессов.

Наиболее распространенными инструментами планирования выступают диаграмма Ганта, Бостонская матрица и матрица Эйзенхауэра. Указанные инструменты, прежде всего, являются средствами визуализации информации, обеспечивая ее упорядочивание, удобство доступа и гибкость корректировки. Бостонская матрица и матрица Эйзенхауэра позволяют категоризовать виды работ по, преимущественно, укрупненным группам и временным периодам. Описание сложных процессов с использованием данных инструментов затрудняется необходимостью их тиражирования на элементы и объемом визуализации. Наиболее востребованным в практике промышленных предприятий представляется диаграмма Ганта. Среди исследователей средств визуализации распространена точка зрения, что данная диаграмма является одним из важных инструментов проектного управления [2], представляя собой «отрезки (графические плашки), размещенные на горизонтальной шкале времени». При построении диаграммы Ганта требуется сформулировать задачи, как основные элементы визуализации, размещаемые по вертикали. Параметры таких отрезков-задач соотносятся со шкалой времени, определяя их начало, конец и длительность. Кроме того, на диаграмме может быть визуально отражена взаимосвязь задач, как последовательных действий. А также, отражен факт реализации запланированных задач в текущий момент времени.

Ключевое преимущество диаграммы Ганта, отличающее ее от других графических средств планирования – возможность эффективного применения для планирования сложных процессов и крупных (масштабных) проектов.

Ограничения использования диаграммы Ганта связаны с необходимостью:

- периодического обновления данных (как правило, детализированное планирование на графике Ганта представлено только для ранних стадий; вносимые корректировки и изменения для более поздних стадий, их детализация требуют пересмотра диаграммы, что выполняется далеко не всегда и не всеми);

- внесения уточнений по отдельным условиям проекта, без учета которых данные диаграммы могут быть интерпретированы неправильно (представляя задачи, их последовательность и длительность выполнения, диаграмма в традиционном виде не отражает количество ресурсов, необходимых для выполнения работ – финансовых, трудовых, технологических, что может вызвать противоречия в постановке задач и их реализации);

- трудоемкой настройки диаграммы для крупных (сложных) проектов и процессов, что затрудняет добавление и отслеживание большого количества задач.

Однако, как отмечается в статье Мусиной Г.Р. с соавтором [3], диаграмма Ганта в концепции бережливого производства выступает одним из важных средств реализации инструмента «точно в срок», позволяя в достаточно простой форме осуществлять одновременно планирование работ, отслеживать выполнение проектов и наглядно отображать процесс производства.

Целью настоящего исследования является разработка макета диаграммы Ганта для цикла геологоразведочных работ. В соответствии с положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ, утвержденным приказом Министерства природных ресурсов России [4], выделяется три основных этапа и пять соответствующих им стадий работ, представленных ниже с использованием диаграммы Ганта.

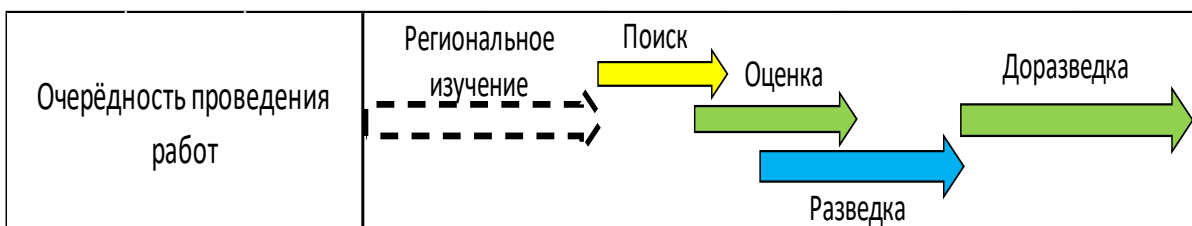


Рис. Визуализация цикла геологоразведочных работ (составлено авторами)

На представленной диаграмме отражены во взаимосвязи 5 стадий геологоразведочных работ (далее – ГРР):

стадия 1: «Региональное геологическое изучение недр и прогнозирование полезных ископаемых» (Региональное изучение);

стадия 2: «Поисковые работы» (поиск);

стадия 3: «Оценочные работы» (оценка);

стадия 4: «Разведка месторождений» (разведка);

стадия 5: «Эксплуатационная разведка» (доразведка).

Визуализация стадий ГРР в практике предприятий (при планировании процессов или разработке проектов) имеет определенную специфику, связанную со следующим:

- стадия «Региональное изучение» в отдельных случаях может не осуществляться в связи с наличием общедоступных данных местности (стадия отмечена пунктиром);

- цвет стадий отражает категоричность запасов, и в случае совпадения категоричности одинаков (например, на рисунке 1 стадии «Оценка» и «Доразведка» переводятся в категорию С1);

- стадии в виде отрезков на графике соотносятся со шкалой времени, определяя начало, конец и длительность каждой из них, что применяется также и для отдельных работ / операций внутри стадии;

- последовательность стадий представлена во взаимосвязи ГРР, при этом стадии могут пересекаться по времени между собой (например, стадия «Разведки» может проходить одновременно со стадией «Оценки»).

Для построения диаграммы Ганта в отношении определенного цикла геологоразведочных работ конкретного подразделения (предприятия) на основе представленных выше макетов необходимо как минимум учитывать следующие факторы:

- изученность района;

- климатические условия;

- развитость инфраструктуры;

- gCoS (шанс геологического успеха: оптимальный; наиболее вероятный; пессимистичный);

- непроизводительное время – закладываемое в проект усреднённое или с запасом время на проведение технологически сложных работ.

Один из практических примеров использования диаграммы Ганта для характеристики трансформации процессов ГРР представлен в проекте ПАО «Газпром нефть» [1]. На диаграмме в качестве задач проекта помимо стадий ГРР указаны также вспомогательные процессы – управление проектом, оперативный подсчет запасов и специфические для проекта бизнес-продукты (например, «ГЕОвайзер»). На основе диаграммы Ганта (как отмечалось выше в качестве ее преимуществ) можно проектировать и планировать сложные процессы. Так, в представленном примере диаграммы Ганта для бизнес-процесса ГРР – сейсморазведочные работы [1], помимо визуализации стадий и работ, отражены соответствующие им технологические проекты и применяемые цифровые технологии. Акцентировано внимание на тех процессах, за счет которых обеспечивается повышение эффективности и устранение потерь в логике бережливого производства.

Таким образом, диаграмма Ганта, разработанная впервые в 1920-х годах, продолжает оставаться эффективным и востребованным инструментом проектирования, построения «дорожных карт» и отслеживания фактического состояния реализации проектов (процессов). Использование представленных выше макетов визуализации геологоразведочных работ с корректировкой на значимые факторы конкретного проекта или процесса, позволит повысить эффективность управления, сделать планы и отчеты более наглядными и доступными для восприятия широким кругом заинтересованных лиц.

Литература

1. Карпов И. Трансформация процессов геологоразведочных работ на базе цифровых и технологических решений // Газпром Недр. – URL: https://nedra.gazprom.ru/d/textpage/d0/208/i.a.-karpov_gazprom-neft.pdf (дата обращения: 02.03.2023).
2. Киямутдинова Д. Д. и др. Диаграмма Ганта и ее актуальность // Научный электронный журнал Меридиан. – 2020. – № 4. – С. 96 – 98.
3. Мусина, Г. Р. Методы и инструменты бережливого производства, синхронизации в производственных системах, оптимизации процессов и рабочих мест // Перспективы науки. – 2022. – № 7(154). – С. 16 – 18.
4. Приказ Министерства Природных Ресурсов Российской Федерации от 07.02.2001 – № 126 «Об утверждении Временных положений и классификаций».
5. Хомяков Н. В. Применение системы бережливого производства в четвертой промышленной революции // Наука и бизнес: пути развития. – 2022. – № 1(127). – С. 84 – 87.

**ПРАКТИЧЕСКИЕ ВЫВОДЫ ИЗ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА
ОЧИСТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

Джанхорбани Мехран

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Экономическая важность скважин с протяженными горизонтальными окончаниями хорошо известна, как и проблема и сложности их очистки от пробуренного шлама. Несмотря на важность и значение для практики приложений данного вопроса, его изучение весьма проблематично, особенно в условиях *in situ*. Поскольку невозможно учесть всю полноту реальных пространственных процессов и факторов, сопровождающих функционирование специального оборудования и его элементов при бурении скважин. Очевидно, что на лабораторных установках такое исследование представляется не только трудоемким, но и дорогостоящим. Учитывая это, в настоящее время самым эффективным способом изучения процесса очистки скважин выступает подход, основанный на идеях комплексного физико-математического и численного моделирования, опирающегося на методы вычислительной гидродинамики. Важно отметить, что применение такого подхода позволяет выявить и уяснить многие детали нетривиальных гидродинамических условий очистки и обоснованно рекомендовать методику ее расчета в практику [4].

Цель настоящего исследования: проведение детального комплексного моделирования транспорта шлама и очистки горизонтальных участков скважин, а также предложение построенной методики для эффективного использования в практике бурения и прогноза неблагоприятных условий и режимов функционирования оборудования.

Подход и параметры моделирования. Для изучения транспорта и очистки скважин от шлама принят подход эйлера-лагранжа [4], в котором допускается, что рассматривается внутреннее течение вязкой дисперсной смеси (капельной жидкости с твердыми частицами пробуренного шлама) по стволу скважины. Причем жидкость – рассматривается реологически сложной сплошной средой, а частицы дисперсной фазы (шлама), как дискретные частицы, имеющие соответствующий импульс. Хорошо известно [3,4], что указанных условий бурения адекватна реологическая модель Гершеля-Балкли. И она лучше, более распространённых моделей Бингама и Оствальда - де Ваале, в описании реологического поведения промывочных растворов [3]. Также в части физических допущений при построении математической модели транспорта шлама, следует учесть [1,2], что при бурении с большинством растворов, рядом с трубами бурильной колонны режим течения, в большинстве условий, ламинарный. Соответственно, при моделировании в рамках ПО ANSYS FLUENT 2021 R1 режима ламинарного течения реологически сложной вязкой двухфазной смеси через горизонтально расположенное межтрубное пространство приняты параметрскважины: длина - 10 м. диаметры – 20 см. (внешняя стенка) и 12 см. (внутренняя стенка). Положение внутренней трубы относительно внешней (т. е. эксцентricность) менялось от 0 % до 90 %. Изучаемая геометрия была покрыта разностными ячейками с общим числом 137 500. Рассматривался транспорт различных по свойствам буровых растворов, с разными дебитами, несущих шарообразных частиц песка диаметром 6мм и плотностью 2650 кг/м³. В таких условиях был изучен процесс транспорта и очистки скважины от шлама с точки зрения роста концентрации частиц в канале со временем.

Результаты и их обсуждение. Проведенное моделирование показало, что в первую очередь, на эффективность процесса гидротранспорта значительную роль оказывает эксцентricность. Так, с увеличением эксцентricности выше 50 %, в нижней части канала образуется некая «мертвая» зона, в которой скорость потока равна нулю. Частицы, попадающие в эту зону, перестают двигаться и накапливаются в этой части трубы. Это создает различные технические проблемы: от снижения скорости прохода до полного прихвата бурильной колонны. Моделирование указывает, что главным способом гидротранспорта является другая зона, образующаяся в верхней части канала. Эта зона обладает высокой вязкостью и способна поддерживать условия движения частиц внутри себя, препятствуя их седиментации в «мертвую» зону и обеспечивая перенос по пространству канала (рис.). Расчетами установлено, что чем шире эта зона, тем эффективнее условия гидротранспорта. Моделирование показало, что ширина зоны высокой вязкости зависит от реологии раствора, т. е. в рамках модели Гершеля-Балкли, от 3 ее модельных параметров:

- предельная текучесть;
- индекс консистенции;
- индекс потока.

Анализ изучаемых жидкостей установил, что индекс консистенции и индекс потока вызывают обратный эффект на рост размеров (ширины) зоны высокой вязкости. В то же время предельная текучесть, вызывает прямой эффект. Т. е. расчетами установлено, что для улучшения гидротранспорта, целесообразно уменьшать значения индекса консистенции и индекса потока и увеличивать значение предельной текучести. Дальнейшие сценарии моделирования и анализ показали, что данное предположение верно, и влияние этих параметров весьма значительно.

Так, данные таблицы показывают, как выбор реологических параметров влияет на время до того, как концентрация шлама в межтрубном пространстве достигнет 5 %. Видно, что в условиях самого неоптимального варианта, только после 43 м бурения, концентрация шлама уже достигала 5 %. И, следовательно, надо будет приостановить бурение и проводить шаблонирование. Но, при оптимальном выборе реологических параметров, можно с такой же скоростью бурения пробуривать в 5 раз больше (т. е. 251 м.), пока такая необходимость не возникнет. При этом, дебит, т. е. средняя скорость потока имеет показывает очень слабое влияние на эффективность гидротранспорта, особенно, для условий пока гидродинамический режим течения смеси не меняется.

Отметим, что в моделируемых случаях, по имеющимся оценкам (соотношениям и аналитическим формулам), такой переход от ламинарного в переходный (неламинарный режим, даже при высоких и почти не достигаемых при бурении скоростях (порядка 3 м/с) не наблюдался.

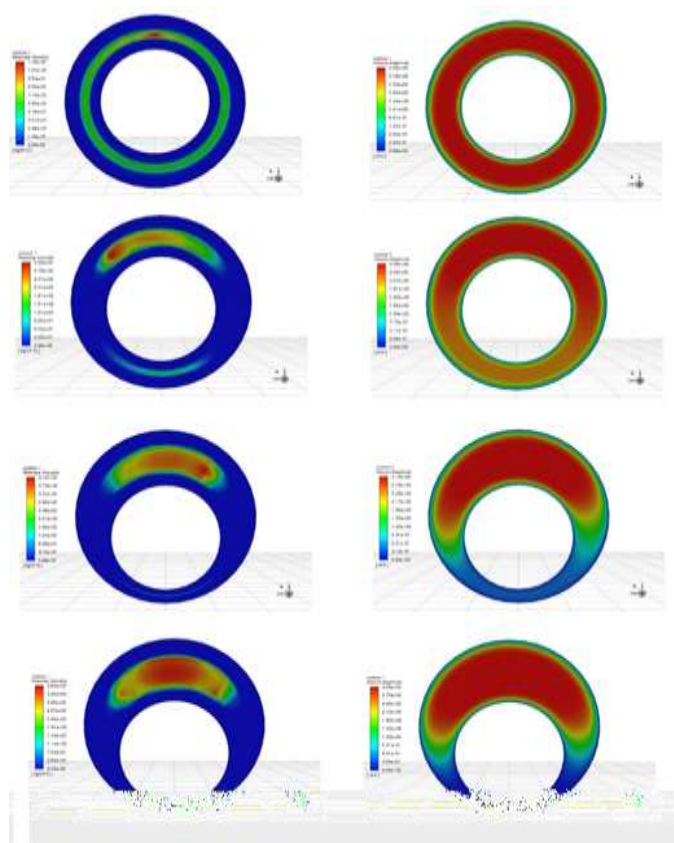


Рис. Изменение зоны высокой вязкости и образование мертвой зоны с изменением эксцентricности (шкала обозначает скорость потока). (здесь средняя скорость на входе равна 2 м/с)

Таблица

Эффект реологических параметров на скорость накопления шлама (здесь скорость бурения 10 м/час, длина горизонтального участка=1000 м и средняя скорость потока = 2 м/с)

Передел Текучести [Па]	Индекс консистенции [Па·с ⁿ]	Индекс Потока, [-]	Продолжительность Бурения, [м]
6.50	0.640	0.48	194
1	0.640	0.48	43
15	0.640	0.48	251
6.5	0.03	0.48	169
6.5	1.4	0.48	55
6.50	0.640	0.4	160
6.50	0.640	0.8	45

Практическое значение. Установлено, что представленный подход к моделированию, намного быстрее других подходов и это имеет большое значение в практике. Так как инженер может сравнивать разные буровые растворы при разных технических параметрах (угол наклона от вертикала, дебит, диаметр труб, эксцентricность и т. д.) для выбора самого оптимального варианта и получит результаты за счётные часы вместо, например недели, которые обычно нужны для подхода Эйлера-Эйлера [4]. В рамках указанного метода и подхода, инженер ещё может проводить анализ роста концентрации шлама в межтрубном пространстве. Обычно считается, что эта концентрация не должна превышать 5 % по объёму, и руководствуясь этим принципом, можно составлять план шаблонирования при разных технических условиях и даже для разных участков скважин. Конечно, такой план будет оптимистичным, т. к. он не учитывает разрушение стенок скважин и присутствие муфт между элементами бурильной колонны, которые ухудшают процесс гидротранспорта. Но, иметь такой предварительный план очень важно на этапах планирования скважин.

Расчётами установлено, что вычислительное гидродинамическое моделирование очистки с подходом Эйлера-Лагранжа быстрее и эффективнее других имеющихся инструментов, способно детально исследовать процесс выноса шлама из скважин. Анализ результатов указывает, что данный подход приемлем к произвольным конфигурациям скважин. В случае с горизонтальными участками скважин, совокупность эксцентricности положения бурильной колонны относительно скважин и неньютоновского характера промывочных жидкостей создают условия,

при которых увеличение расхода насосов (т. е. дебита) мало, что влияет на эффективность гидротранспорта. А вместо этого нужно сосредоточиться на оптимизации показателей (параметров) модели Гершеля-Балкли. К счастью, подход Эйлера-Лагранжа позволяет проводить такие исследования относительно быстро. Этот факт имеет большое значение для практики бурения.

Литература

1. Busch A. On particle transport and turbulence in wellbore flows of non-Newtonian fluids – findings from a cuttings transport process analysis by means of computational fluid dynamics, rheometry, and dimensional analysis. PhD Thesis. Trondheim university. 2020.
2. Guo, Boyun, and Gefei Liu. Applied drilling circulation systems: hydraulics, calculations and models. Gulf Professional Publishing, 2011.
3. Saasen A. Viscosity models for drilling fluids: viscosity parameters and their use / A. Saasen, J.D. Ytrehus // International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering; American Society of Mechanical Engineers. 2019. – V. 58875. – P. V008T11A078.
4. Харламов С.Н., Джанхорбани М., Брыксин М.Р. Аспекты компьютерного моделирования процессов транспорта и очистки от шлама горизонтальных участков скважин // Математическое моделирование. 2022. – Т. 34. – №11. – С. 77 – 106.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЦИКЛОННЫХ АППАРАТОВ В ПРОЦЕССЕ УЛАВЛИВАНИЯ ЧАСТИЦ ПРИ ОБРАЗОВАНИИ ГАЗОГИДРАТОВ

Дубов А.А.

Научный руководитель старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема гидратообразования в настоящее время является одной из основных осложнений, с которыми сталкиваются компании при разработке большинства газовых и газоконденсатных месторождений. Для месторождений Западной Сибири и Крайнего Севера это имеет особое значение, связанное с аномально низкими температурами.

Гидраты, скапливаясь внутри промыслового оборудования, приводят к уменьшению пропускной способности, дополнительного понижения давления газоконденсата при протекании через сужение проходного канала, а в некоторых случаях и его полной остановке. Возникновение гидратных отложений в призабойной зоне пласта оказывает отрицательное воздействие на дебит скважины [2].

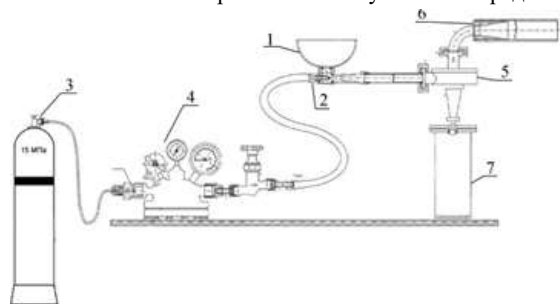
Наиболее распространенным способом борьбы с гидратообразованием в настоящее время является применение метанола, что позволяет изменить термодинамические условия образования гидратов. По некоторым оценкам, около 30–35 % затрат на транспортировку и добычу газа приходится на борьбу с гидратами [3].

Целью данной работы является выявление зависимостей для эффективного улавливания частиц газогидратов, а также определение оптимальных параметров работы установки.

Одним из эффективных решений проблемы присутствия газогидратов в газе является применение циклонных аппаратов, при этом способе удаление газогидратов происходит под действием центробежной силы.

Для исследования этой проблемы была использована установка, предназначенная для моделирования и определения основных параметров процесса улавливания механических примесей и твердых гидратов в газовом потоке трубопровода с применением эжектора [1].

Схема экспериментальной установке представлена на рисунке 1.



Установка состоит из следующих элементов:

- 1 - приемная воронка;
- 2 - эжектор;
- 3 - баллон со сжатым воздухом;
- 4 - рамповый редуктор ДКР-250;
- 5 - циклон;
- 6 - колено с измерительной трубой;
- 7 - форбункер.

Рис. 1. Установка отделения механических примесей

Данная установка работает следующим образом. В приемную воронку 1 помещаются частицы льда, которые по своим свойствам наиболее близки к кристаллам гидратов, массой 100 г и с размерами частиц до 8 мм. Из баллона через редуктор 4 подается воздух с необходимым давлением на эжектор 2. В результате эжекционного эффекта образуется движения газового потока с частицами льда по транспортной трубе, затем двухфазный поток поступает в циклон 5. В результате движения двухфазного потока по касательной к внутренней поверхности корпуса в циклоне происходит вращение потока неочищенного газа со скоростью, обеспечивающей появление центробежной силы, превышающей силу тяжести. При этом тяжелые частицы льда под действием центробежной силы накапливаются у внутренней поверхности корпуса циклона. Здесь частицы теряют центробежную скорость, извлекаются

от воздействия центробежной силы, преодолевая силы трения, под воздействием собственной тяжести смещаются вниз в форбункер [1].

В ходе работы были получены данные о степени очистки газа и коэффициенте эжекции при различных диаметрах сопел эжектора от 3,1 мм до 4,8 мм при расходе газа от 49 м³/ч до 79 м³/ч. При проведении экспериментов с приборов снимались следующие значения: масса выхода, средний перепад давления и время проведения испытания. Проведенные испытания доказали работоспособность данного способа очистки газа. На рисунке 2 представлен график результатов стеновых испытаний на установке для сопел трех различных диаметров, при подаваемом давлении газа равного 2, 3 и 4 атм. Измерения объемного расхода производились дифманометром-термоанемометром DT-8920.

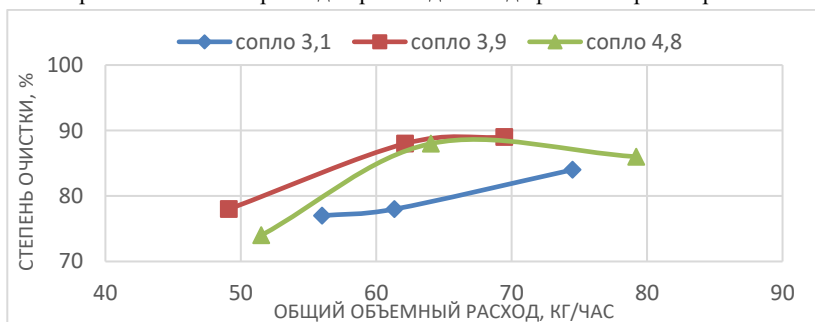


Рис. 2. Зависимость эффективности удаления частиц льда от расхода газа

Как видно из рисунка 2 установка может с высокой эффективностью около 82 % улавливать твердые частицы. С повышением подачи газа обеспечивается лучшая его сепарация, также самый лучший результат получен при использовании сопла диаметром 3,9 мм при значении общего расхода 69,4 кг/час. На рисунке 3 представлен график зависимости коэффициента эжекции для сопел трех различных диаметров, при подаваемом давлении газа равного 2, 3 и 4 атм.

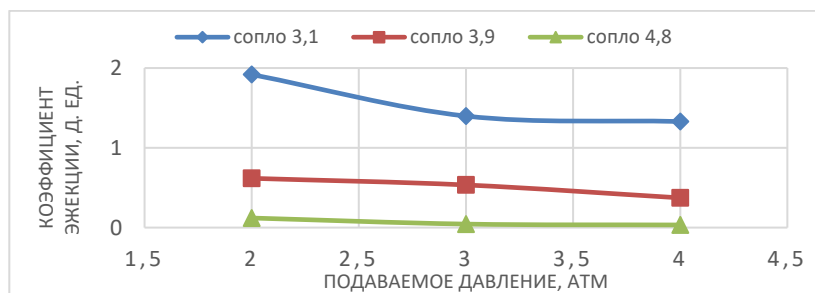


Рис. 3. Зависимость коэффициента эжекции от подаваемого давления

Таблица

Расход активного потока

P, подаваемое давление, атм	2	3	4
Qm, Расход активного потока для сопла 3,1 мм, кг/час	19,19	25,58	31,98
Qm, Расход активного потока для сопла 3,9 мм, кг/час	30,37	40,49	50,61
Qm, Расход активного потока для сопла 4,8 мм, кг/час	46,00	61,33	76,66

Из рисунка 3 и таблицы видно, что с увеличением подаваемого давления коэффициент эжекции уменьшается за счет увеличения расхода активного потока, также с уменьшением диаметра сопла коэффициент эжекции увеличивается. Наибольшее значение коэффициента эжекции равно 1,91 имеет сопло диаметром 3,1 мм при подаваемом давлении 2 атм.

По полученным результатам лабораторных испытаний можно сделать вывод от том, что на установке достаточно эффективно происходит улавливание твердых частиц при использовании всех насадок, но наилучшие значения степени очистки были получены с соплом 3,1 мм при подаваемом давлении 4 атм. Также найдена зависимость степени эжекции от расхода активного потока. Рассчитаны значения для эффективной работы данной установки.

Литература

1. Волков П. В. Исследование и комплексное применение гидроаэромеханических методов для предотвращения гидратообразования при подготовке газа // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири, Томск, 2-7 апреля 2018 г. Т. 2.—Томск, 2018. – Т. 2. – С. 100-102.
2. Ибрагимов Н. Г. и др. Осложнения в нефтедобыче. – 2003.
3. Закожурников Ю. А. Подготовка нефти и газа к транспортировке. – 2010.

**СОЗДАНИЕ ЦИФРОВОЙ МОДЕЛИ КЕРНА ОПТИМАЛЬНОЙ СЛОЖНОСТИ
ДЛЯ ВЫЧИСЛЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ**
Загоровский М.А.¹, Степанов С.В.²

Научный руководитель профессор А.Б. Шабаров¹
¹Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия
²ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

Функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) являются ключевым свойством пористой среды, от которого зависит характер многофазного течения и, как следствие, корректность математических моделей, применяемых при моделировании разработки месторождений нефти. Практика показывает, что данных по относительным фазовым проницаемостям, необходимых для построения моделей, всегда недостаточно. Существующие методы определения ОФП, как на основе физического эксперимента, так и на основе математического моделирования, в том числе по технологии «Цифровой керн» обладают рядом недостатков и на текущий момент не могут обеспечить возможность массового получения ОФП. В этой связи, актуально развитие альтернативных вычислительных методов определения относительных фазовых проницаемостей, основанных на применении эмпирических или полуэмпирических моделей, в частности, на основе функции межфазного взаимодействия (ФМВ) [1].

Для оптимизации сложности цифровой модели был сделан ряд допущений о структуре пустотного пространства и о взаимодействии между фазами (нефть, вода) при их фильтрации. Пусть образец керна, диаметром D_k и длиной L_k , представляет собой совокупность капиллярных кластеров N_c , для каждого из которых справедлива гидравлическая модель течения. Каждый кластер (рис. 1а) представляет собой систему, состоящую из одного большого извилистого канала переменного сечения (Б-канала) с осредненным по расходу диаметром D и $\beta = 8$ малых извилистых, переменного сечения оперяющих каналов (М-каналов) с осредненным по расходу диаметром d , которые соединены с Б-каналом каналами-перемычками диаметром d (рис. 1б). Геометрические параметры капиллярного кластера определяются по гистограмме распределения пор по размерам.

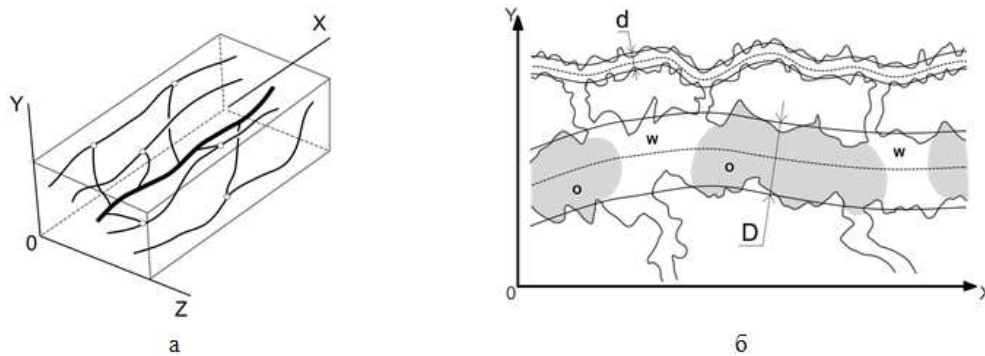


Рис. 1. Конфигурация капиллярного кластера (а) и схема малых и больших каналов в кластере (б)

Принимается, что в большом канале происходит четочное стационарное течение водонефтяной смеси, а в малых каналах и каналах-перемычках происходит струйное ламинарное течение воды. Такое допущение не противоречит экспериментальным наблюдениям фильтрации в прозрачных моделях пористых сред Ахметова А. Т. [2].

Полные потери давления, возникающие при течении водонефтяной смеси в капиллярных каналах ΔP , полагаются сумме потерь давления из-за вязкого трения и местных сопротивлений $\Delta P_{тр}$ и потерь давления из-за межфазного взаимодействия нефти, воды и стенок Б-канала ΔP_{mf} . Потери давления $\Delta P_{тр}$, исходя из принятых допущений, вычисляются по формуле (1):

$$\Delta P_{тр_i} = \frac{K_{Bi} C_{Bi} L_k K_{изв.Б}}{N_c} \left[Q_{oil_i} + Q_{wat_i} D^4 / \left(D^4 + \frac{K_{Bi} \beta}{K_M} d^4 \right) \right] \quad (1)$$

где Q_{oil/wat_i} – объемный расход нефти/воды через керн на i -том режиме фильтрации; $K_{изв.Б}$ – коэффициент извилистости Б-канала; K_{Bi} и C_{Bi} – коэффициенты потерь давления в Б-канале из-за трения, местных сопротивлений и загромождения Б-канала пленками и каплями, определяемые в результате экспериментов по однофазной фильтрации нефти и воды [3].

Потери давления ΔP_{mf} описываются с помощью эмпирической функции межфазного взаимодействия (ФМВ), которая согласно обработке лабораторных данных проявляет зависимость от различных свойств горной породы, в частности от фильтрационно-емкостных свойств [4] и параметров флюидов. Для исследуемой выборки данных ФМВ имеет вид (2). Исследуемая выборка состояла из 52 образцов традиционных терригенных пород месторождений Западной Сибири (пласты ЮК, Ю, БС, БТ). Обязательным критерием отбора данных являлось проведение экспериментов по определению ККД и ОФП на одних и тех же образцах.

$$\Phi_{MB}(\bar{S}_i) = \begin{cases} \bar{A} \left[1 - \left(\frac{\bar{S}_m - S_i}{\bar{S}_m} \right)^n \right], & S_i \leq \bar{S}_m \\ \bar{A} \left[1 - \left(\frac{S_i - \bar{S}_m}{1 - \bar{S}_m} \right)^n \right], & S_i > \bar{S}_m \end{cases} \quad (2)$$

где $\bar{A} = (\bar{K}_0)^{-0.018} \cdot (\bar{L}_S)^{-0.059} \cdot (\bar{K}T)^{0.055} \cdot (\bar{\mu})^{0.026} \cdot (\bar{K}F)^{-0.085}$; $\bar{S}_m = (\bar{K}F)^{0.044} \cdot (\bar{\mu})^{0.001} \cdot (\bar{P})^{-0.001} \cdot (\bar{K}S_1)^{0.149} \cdot (\bar{L}_S)^{-0.31} \cdot (\bar{K}T)^{0.429}$; $\bar{n} = (\bar{K}F)^{-0.073} \cdot (\bar{K}S_2)^{-0.288} \cdot (\bar{\lambda})^{-0.055} \cdot (\bar{\mu})^{0.333} \cdot (\bar{L}_S)^{0.048} \cdot (\bar{K}T)^{-0.392} \cdot (\bar{R}e_w)^{0.054}$; K_0 – абсолютная проницаемость; K_{II} – пористость; P – горное давление; λ – параметр кривизны Кори-Брукса; $KF = f_{or}/f_{wr}$; $\bar{\mu} = \mu_w/\mu_o$; $KT = (D/d)^2 \sqrt{K_{II}/[(D/d)^2 + \beta]}$; $L_S = 0.35 \sqrt{(D^2 + \beta d^2)/n}$; $KS_1 = S_{wr}/S_{or}$; $KS_2 = S_{wr}/(1 - S_{or})$; $Re_w = 10W\rho_w \sqrt{K_0}/(K_{II}^{2.3} \mu_w)$; f_{or} , f_{wr} – ОФП нефти и воды при остаточных насыщениях воды S_{wr} и нефти S_{or} , соответственно.

Предложенная геометрическая модель капиллярного кластера и гидравлическая модель течения водонефтяной смеси в нем позволяют рассчитать функции ОФП по нефти (f_{oi}) и ОФП по воде (f_{wi}) по формулам (3), (4):

$$f_{oi} = \frac{\pi D^4}{128 K_0 F_c} \cdot \frac{(1 - S_{Bwi})(1 - \Phi_{MBi})}{K_{Bi} K_{изв.Б} \left((1 - S_{Bwi}) + \frac{\mu_w}{\mu_o} S_{Bwi} \right)} \quad (3)$$

$$f_{wi} = \frac{\pi}{128 K_0 F_c} \cdot \left(\frac{D^4 S_{Bwi} (1 - \Phi_{MBi})}{K_{Bi} K_{изв.Б} \left(\frac{\mu_o}{\mu_w} (1 - S_{Bwi}) + S_{Bwi} \right)} + \frac{\beta d^4}{K_M K_{изв.М}} \right) \quad (4)$$

На рисунке 2 представлены диаграммы относительных фазовых проницаемостей для некоторых образцов из исследуемой выборки, в которых точки соответствуют экспериментальным значениям ОФП, а линии – результатам расчета ОФП по предложенной модели. Результаты расчета соответствуют экспериментальным данным в пределах средневзвешенной погрешности 16 %. Применение разработанного метода в дополнение к проводимым лабораторным исследованиям керна способно в перспективекратно увеличить количество данных по относительным фазовым проницаемостям.

Погрешность прогнозирования ОФП может быть уменьшена за счет увеличения объема обучающей выборки данных и исключения не представительных образцов. Влияние представительности данных на вид зависимостей для ФМВ и на точность прогноза ОФП предполагается в дальнейшем исследовать с использованием синтетических образцов керна, свойства которых определены по технологии «Цифровой керн».

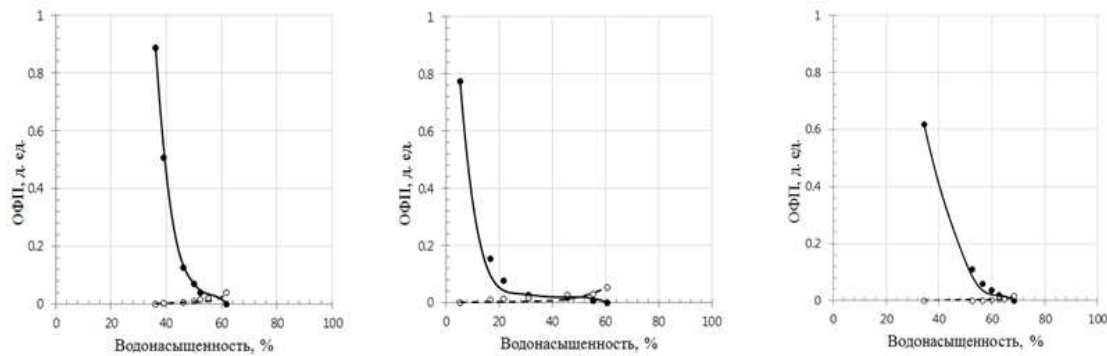


Рис. 2. Результаты расчета ОФП в системе «нефть-вода» для части исследуемых образцов

Литература

1. Алтунин А. Е. и др. Расчетный метод получения ОФП на основе решения обобщенных уравнений Бернулли для системы поровых каналов // Нефтепромысловое дело. – 2013. – №. 8. – С. 40.
2. Ахметов А. Т., Саметов С. П. Особенности течения дисперсии из микрокапель воды в микроканалах // Письма в журнал технической физики. – 2010. – Т. 36. – №. 22. – С. 21-28.
3. Кузина О. А., Шабаров А. Б. Расчетно-экспериментальный метод определения параметров фильтрации смеси «нефть-водный раствор поверхностно-активных веществ» // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2020. – Т. 6. – №. 1. – С. 41-64.
4. Степанов С. В., Шабаров А. Б. К вопросу о наличии закономерностей между функцией межфазного взаимодействия и фильтрационно-емкостными свойствами // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2021. – Т. 7. – №. 1. – С. 92-111.

**ИЗУЧЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ И ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ АДСОРБЦИИ
ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОГО ВЕЩЕСТВА ИЗ ВОДНОГО РАСТВОРА
НА ТВЕРДЫХ АДСОРБЕНТАХ**

Иванов В.А.

Научный руководитель старший преподаватель Л.В. Чеканцева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время большая часть запасов нефти добывается с месторождений, открытых в 60–80 годах прошлого столетия. Конечный коэффициент нефтеотдачи таких месторождений обычно составляет не более 35 %, что свидетельствует о том, что практически около 2/3 всей нефти после разработки остается в залежи [3].

Одной из причин низкого значения конечного коэффициента нефтеотдачи может быть гидрофобность горной породы, из-за которой большая часть добываемой нефти остается в связанном состоянии в порах. Решить данную проблему можно посредством применения таких методов увеличения нефтеотдачи (МУН), технология которых подразумевает закачку в пласт различных поверхностно-активных веществ для снижения величины поверхностного натяжения нефти и изменения типа смачивания горной породы.

В данной статье представлены результаты исследования модельной системы для изучения зависимости поверхностного натяжения на границе водный раствор-воздух от концентрации поверхностно-активного вещества (ПАВ) и соответствующих им закономерностей адсорбции из водного раствора на твердых адсорбентах.

Исследование проводилось согласно методическим рекомендациям [1] и [2] с использованием сталагмометра СТ-2, электрического аквадистиллятора LISTEN A 1204, устройства перемешивания ПЭ-6300М, вибрационного измерителя плотности ВИП-2М и модульного биологического микроскопа Olympus CX41.

Суть эксперимента заключалась в измерении на сталагмометре объема капли исследуемого раствора ПАВ и определении величины поверхностного натяжения с дальнейшим расчетом и построением изотерм адсорбции. Для повышения точности эксперимента проведено 100 итераций для каждого раствора ПАВ с последующим расчетом среднего значения объема капли.

В качестве поверхностно-активного вещества использован изопропиловый спирт, растворенный в дистиллированной воде. Приготовление растворов осуществлялось в мерных колбах на 50 мл с использованием дозаторов на 1 и 10 мл для уменьшения погрешности измерения. Концентрации изопропилового спирта для проведения исследования выбраны следующие: 0,2М, 0,3М, 0,4М, 0,5М и 0,6М. В качестве исследуемых твердых адсорбентов (рис. 1) использованы уголь (масса навески 0,75 г) и смесь богашевской глины (масса навески 0,6±0,015г) с двуокисью кремния SiO₂ (масса навески 0,6±0,013 г) на основе которых приготавливались соответствующие растворы. Непосредственно при приготовлении и перед использованием растворы тщательно перемешивались в течение 10 минут.



Рис. 1. Исследуемые твердые адсорбенты: а – уголь, б – богашевская глина, в – двуокись кремния

По результатам проведенного эксперимента и последующих за ним расчетов построены изотермы поверхностного натяжения (рис. 2) и адсорбции (рис. 3). Изотермы поверхностного натяжения строились для чистого раствора изопропилового спирта и растворов ПАВ после адсорбции на исследуемых твердых адсорбентах, в то время как изотермы адсорбции – только для растворов ПАВ после адсорбции на исследуемых твердых адсорбентах.

Значения точек для построения изотерм адсорбции вычислялись по разности между начальной концентрацией исходного раствора ПАВ и концентрацией, устанавливающейся после достижения адсорбционного равновесия (равновесной концентрацией) [1].

После построения кривой адсорбции по уравнению полученной зависимости определялась величина предельной адсорбции. Экспертной оценкой значение предельной адсорбции было принято в соответствии с такой концентрацией изопропилового спирта, при которой величина адсорбции примет максимальное значение, при этом изменяясь не более чем на 0,1 ммоль/кг. Таким образом, величина предельной адсорбции для раствора с углем принята при равновесной концентрации ПАВ, равной 9,05 моль, а для раствора на смеси угля и двуокиси кремния – 1,85 моль. В дальнейшем при определении величины предельной адсорбции выбранная концентрация ПАВ может быть обусловлена экономической и технологической целесообразностью.

Анализируя полученные результаты, можно заметить, что при увеличении концентрации изопропилового спирта во всех проведенных экспериментах величина поверхностного натяжения снижается, что соответствует механизму действия поверхностно-активных веществ. Более того, при сравнении полученных изотерм на рисунке 2 можно отметить следующее: взаимодействие твердых адсорбентов с раствором изопропилового спирта приводит

к изменению величины поверхностного натяжения (распределение точек располагается выше по оси ординат), что обусловлено адсорбцией поверхностно-активного вещества на поверхности адсорбентов. Само же увеличение обусловлено тем, что поверхностное натяжение дистиллированной воды по величине больше поверхностного натяжения раствора изопропилового спирта.

Исходя из результатов, представленных на рисунке 3, можно заметить, что уголь, в сравнении со смесью глины и двуокиси кремния, характеризуется большими значениями адсорбции и, в тоже время, меньшими значениями равновесной концентрации. Полученная зависимость может быть связана с тем, что уголь обладает большей сорбирующей способностью и большей удельной поверхностью для поглощения ПАВ. Также на рисунке 3 видно, что изотерма адсорбции для раствора на смеси глины с двуокисью кремния достигнет своего предельного значения намного раньше, чем изотерма адсорбции для раствора на угле, что в свою очередь подтверждается аналитическим способом.

При проведении исследования модельной системы возникли определенные трудности, связанные с построением изотерм адсорбции поверхностно-активного вещества из водного раствора на твердых адсорбентах.

Главной проблемой стала

неточность при аппроксимации полученных значений адсорбции, из-за которой определить величину предельной

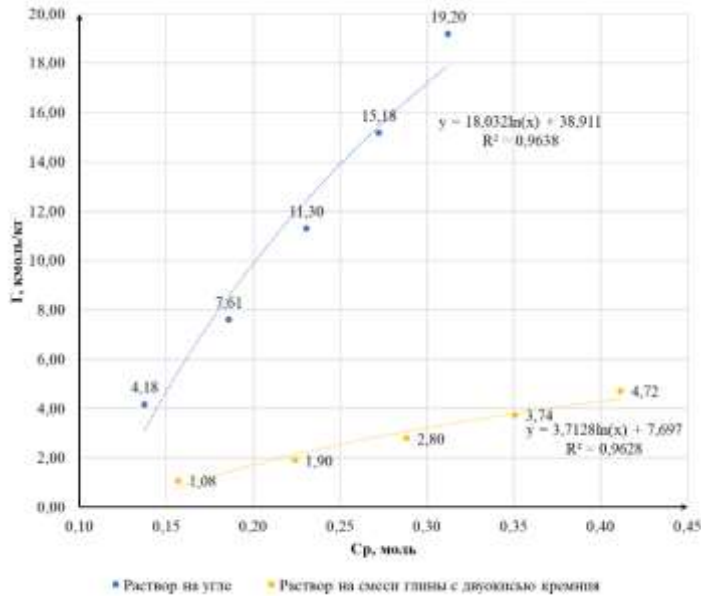


Рис. 3. Изотермы адсорбции

дополнительных исследований, полученные результаты позволяют сделать вывод о применимости данной методики для определения концентрации ПАВ, соответствующей величине предельной адсорбции, при использовании различных МУН, технологически подразумевающих закачку в пласт различных поверхностно-активных веществ.

Литература

1. Малышева Ж. Н., Новаков И. А. Теоретическое и практическое руководство по дисциплине «Поверхностные явления и дисперсные системы». – 2017.
2. Манжай В.Н., Чеканцева Л.В. Нефтяные дисперсные системы. Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 148 с.
3. Мильков Л. В. Методы увеличения нефтеотдачи и технология ASP // Молодой ученый. – 2018. – №. 51. – С. 222-224.

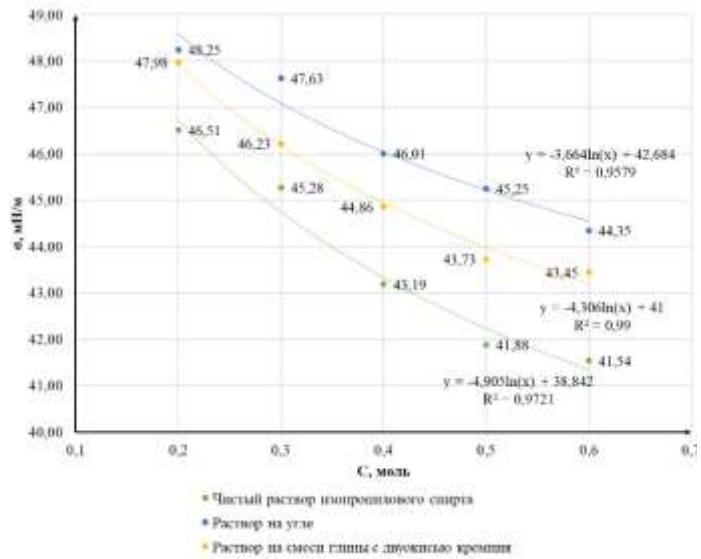


Рис. 2. Изотермы поверхностного натяжения

адсорбции не предоставляется возможным. Все дело в том, что при попытке аппроксимации точек поверхностного натяжения экспоненциальным, степенным, линейным и полиномиальными законами изотерма адсорбции принимает вид, нехарактерный теоретическим представлениям. И только при аппроксимации логарифмическим законом получается результат, максимально приближенный к теории. Однако для логарифмического закона ось ординат является асимптотой, из-за чего значение адсорбции при концентрации, соответствующей раствору чистой дистиллированной воды, не принимает значение, равное нулю. Возможным решением данной проблемы может стать аппроксимация полученных значений с использованием «именных» уравнений анализа изотерм поверхностного натяжения и адсорбции.

Однако, несмотря на наличие вышеописанной неточности, требующей

**ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ КАК ИНСТРУМЕНТ УПРАВЛЕНИЯ
РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Иванова В.В.

Научный руководитель профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Интегрированное моделирование – относительно «молодое» направление в области разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа. Работы зарубежных исследователей, посвященные вопросам применения интегрированных моделей с целью оптимизации управления активами и анализу эффективности данной технологии на примере крупных месторождений, стали активно публиковаться в начале 2000 – х годов [3].

В России, проекты по внедрению интегрированного моделирования стали внедряться крупными нефтегазовыми компаниями несколько позже. Так, компания «Газпром Нефть» начала активно внедрять интегрированное моделирование в свою производственную деятельность с 2013 года путем запуска проекта «Цифровое месторождение». Другая крупная российская компания – «ЛУКОЙЛ» запустила в 2016 году проект «Интеллектуальное месторождение» [2].

Интегрированная модель – комплексная модель, состоящая из нескольких моделей-компонент, объединенных через программу-интегратор и характеризующих процессы, происходящие на уровнях пласт – скважина – поверхностное обустройство (система сбора и подготовки продукции) – экономика. При этом в зависимости от сложности строения месторождения и целей моделирования в состав интегрированной модели может входить несколько моделей компонент каждого типа. Например, в состав интегрированной модели газовой части Пяяхинского месторождения, разрабатываемого компанией ЛУКОЙЛ, входит 11 гидродинамических моделей пласта, множество детализированных моделей скважин и несколько моделей поверхностного обустройства [2]. Схематично структура интегрированной модели и базовое программное обеспечение, используемое в России для ее построения, представлены на рисунке.

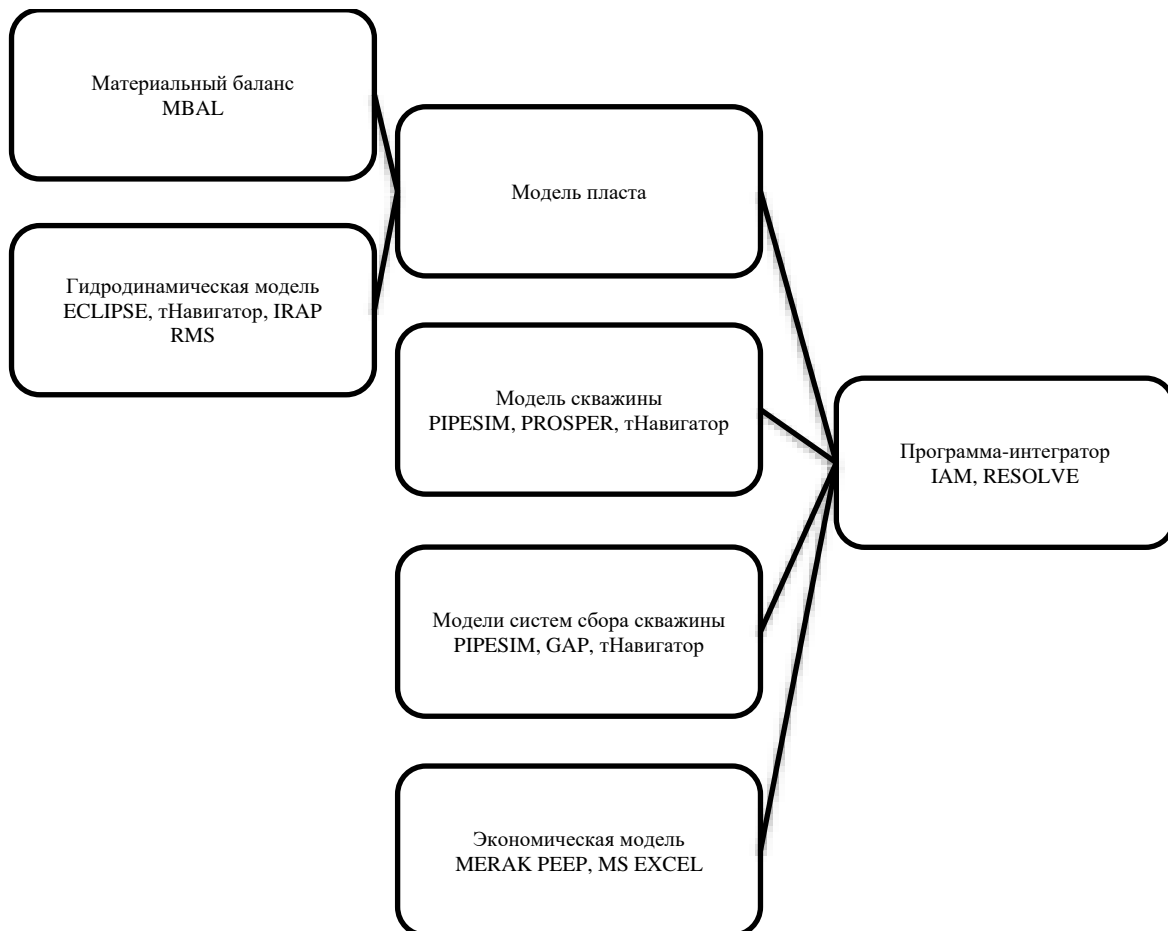


Рис. Структура интегрированной модели

В качестве модели пласта обычно используется полномасштабная гидродинамическая (геолого-гидродинамическая) модель, либо упрощенная модель в виде материального баланса. Выбор использования типа модели пласта обусловлен перечнем задач выполнения интегрированного моделирования. Если интегрированная модель строится в процессе проектирования разработки месторождения, или расчеты ведутся на длительный период,

или месторождение характеризуется сложным строением, то выбирается полномасштабная гидродинамическая модель, в связи с более высокой точностью расчетов. Если расчеты выполняются на короткий период, или месторождение имеет относительно простое строение, то предпочтение отдается использованию модели материального баланса, так как в этом случае происходит упрощение расчетов с сохранением достаточной точности. Также следует отметить, что модель пласта, включаемая в состав интегрированной модели, строится на основе нескольких других моделей – концептуальной, геологической, петрофизической, седиментологической и PVT – модели флюидов. При этом PVT – модель флюидов так или иначе используется для расчетов всех моделей компонент, кроме экономической.

Выделяют два типа моделей флюидов – композиционную, которую обычно используют для более точного воспроизведения поведения потока флюидов в условиях пласта, скважины и системы сбора и подготовки при решении узко специализированных задач, и модель «черной нефти», применяемую в основном для стратегических расчетов, требующих более высокой скорости решения. При выборе PVT – модели, следует учитывать тот факт, что применение композиционной модели значительно усложняет вычислительный процесс и поэтому обычно применяется совместно с той или иной моделью-компонентой отдельно от интегрированной модели [1].

Модель скважин позволяет на основе данных о геометрии скважины, ее конструкции, спущенного в нее оборудования и термобарических условий, в которых она работает, воспроизвести с достаточной точностью поток флюидов в скважине с учетом всех влияющих факторов и ограничений. Проведение расчетов на модели скважин в условиях интегрированного моделирования позволяет оценить оптимальность подобранной проектной конструкции скважины и выбора режима ее работы и скорректировать их при необходимости [1].

Модель систем сбора и подготовки обеспечивает учет изменений в потоке флюидов, обусловленных изменением термобарических условий при движении продукции по сетям промысловых трубопроводов до установок подготовки и при прохождении флюида через них. Также, включение данных моделей-компонент в состав интегрированной модели позволяет учесть ограничения, накладываемые, систем сбора и подготовки на добычу и режим работы скважин [1]. Экономическая модель – в сущности является набором формул расчета экономических показателей проекта (например, чистой приведенной стоимости, срока окупаемости и т. д.) с применением как специальных программ, так и с помощью использования встроенных в Microsoft Excel функций и при необходимости создания пользовательских функций и программ (макросы на VBA).

В качестве преимуществ применения интегрированной модели как инструмента управлением разработкой месторождений углеводородов можно выделить следующее. Во-первых, применение интегрированного моделирования на стадии проектирования разработки позволяет повысить точность прогнозирования поведения пласта и течения флюидов из пласта в скважину, затем в систему сбора и далее через систему подготовки за счет совместного учета влияющих факторов и существующих ограничений, характерных для каждой из моделей-компонент. Увеличение точности прогнозирования в свою очередь приводит к повышению эффективности проектирования и способствует выбору наиболее оптимальной системы разработки месторождения.

Во-вторых, интегрированная модель обеспечивает возможность проведения многовариантных расчетов эффективности сценариев разработки и геолого-технических мероприятий с целью выбора оптимальных вариантов с точки зрения достигнутого результата и экономичности. В-третьих, интегрированная модель нескольких объектов разработки, объединенных существующей общей сетью сбора и подготовки продукции, позволяет выявить взаимное влияние объектов и при необходимости оптимизировать режимы работы скважин на связанных объектах или повысить точность адаптации данных на историю разработки.

Кроме преимуществ, интегрированное моделирование имеет и некоторые ограничения применения. Во-первых, к качеству исходных данных для интегрированного моделирования предъявляются более высокие требования. Во-вторых, интегрированные модели сложнее отдельных моделей-компонент, что приводит к увеличению сложности и времени вычисления моделей. При этом следствием применения для решения специализированных задач сложных моделей-компонент в составе интегрированной модели зачастую является нецелесообразным ввиду высоких трудовых и временных затрат на построение и расчет такой модели. Для снижения времени вычисления требуется введение определенных упрощений, что приведет к снижению точности моделирования, в результате чего применение интегрированной модели становится нецелесообразно.

Таким образом, интегрированная модель – мощный инструмент по управлению разработкой месторождений углеводородов, однако решение о ее применении должно быть основано на анализе целей и задач моделирования, требующихся и имеющихся ресурсов, а также ожидаемых результатов.

Литература

1. Бортников А. Е. и др. О результатах построения и опытно-промышленной эксплуатации интегрированной модели Находкинского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 9. – С. 95-99.
2. Кузнецов С. Л. и др. Об использовании интегрированной модели при подготовке проектного документа на разработку газовой части Пляхиинского нефтегазоконденсатного месторождения. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. Геология. – № 12. – С. 114-120.
3. Zapata V., Brummett W., Osborne M., & Van Nispen D. Advances in Tightly Coupled Reservoir/ Wellbore/Surface-Network Simulation [Text] / V. Zapata, W. Brummett, M. Osborne, D. Van Nispen // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2001. – V.4(02). – P. 114 – 120. – DOI:10.2118/71120-pa.

КЛАССИФИКАЦИЯ ПО ПОДБОРУ КОНФИГУРАЦИЙ ИНТЕГРИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ

Ким В.В.

Научный руководитель профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На текущий момент в современной нефтегазовой практике наблюдается все больше объектов, которые содержат в себе трудноизвлекаемые запасы, скважины осложненного фонда, а также высокую себестоимость добычи нефти. Для их эффективной разработки и высоких экономических показателей необходимо повысить требования к точности учета и прогноза добычи [1].

В нефтегазовой практике для пластовых систем применяют сложные и детализированные гидродинамические или прокси-модели, упрощенные модели материального баланса или кривые падения (Decline Curves). Для систем от забоя до устья генерируют VLP таблицы с помощью моделей скважин. Для систем сбора и транспортировки используют модели, учитывающие особенности топологии сети сбора, а для проектирования технологических установок и контроля производственных показателей могут использовать модели подготовки скважинной продукции [2]. На данный момент нет какой-либо единой классификации или рекомендации по применению интегрированных моделей различной детализации к определенным объектам разработки с уникальными наборами характеристик. В связи с чем возникает необходимость создания метода по оценке критериев определения конфигураций интегрированных моделей на различных объектах с учетом особенностей месторождений и группирования активов Компании согласно данной методике.

Данная классификация будет являться инструментом позволяющей нивелировать неоправданные затраты временных и экономических ресурсов. Рекомендуется проведение классификации по трем композитным критериям – значимость месторождения в портфеле компании и его потенциал, сложность коллектора и интенсивность разработки, сложность и загрузка наземной инфраструктуры. Группировка представляет собой создание отдельных групп месторождений, учитывающих сразу три ключевых критерия. По оси ординат учитывается показатель сложности коллектора и интенсивности разработки, по оси абсцисс значимость и потенциал, третьим и не менее важным учитывается показатель сложности и загрузки инфраструктуры, который так же, как и первый показатель влияет на ось ординат. Классификация состоит из 4-х групп каждая из которых подразделяется еще на две подгруппы а и б.

Первая группа представляет собой высокий показатель значимости и потенциала и низкий показатель сложности коллектора и интенсивности разработки. К ней будут относиться значения больше медианного показателя по критерию «Значимость и потенциал» и меньше по критерию «Сложность коллектора и интенсивность разработки». Для нее рекомендуется внедрять инструменты ИМА средней сложности, поскольку за счет простой геологии предлагается внедрять упрощенные модели пласта вместо детальных геолого-гидродинамических моделей. В зависимости от сложности и загрузки инфраструктуры можно внедрять более детальные модели системы сбора и подготовки нефти. В противном случае решение о реализации узла системы сбора и подготовки нефти принимается в индивидуальном порядке.

Вторая группа представлена наибольшим количеством детальных узлов, и именно она несет в себе наибольшую ценность от применения ИМА. К ней будут относиться значения больше медианного показателя по обоим критериям «Значимость и потенциал» и «Сложность коллектора и интенсивность разработки». Она характеризуется высокими показателями значимости активов в портфеле компании, а также сложностью коллектора и интенсивностью разработки. Данные месторождения с применением ИМА рекомендуется строить с помощью детальных геолого-гидродинамических или прокси моделей, учитывающих неоднородность коллектора, а также сложность тектонических нарушений множества пластов. Здесь так же, как и для первой группы рекомендуется применять только детальные модели скважин. Модели систем сбора и подготовки нефти при стандартной загрузке представляют собой упрощенные модели, в случае сложности поверхностной инфраструктуры лучше использовать полноценные варианты данных моделей.

Третья группа представлена высокими показателями геологической сложности и при этом не несет в себе высокой значимости и потенциала вследствие чего принятие решения по применению ИМА осуществляется в индивидуальном порядке применительно ко всем узлам интегрированной модели вне зависимости от сложности и загрузки инфраструктуры. К ней будут относиться значения меньше медианного показателя по критерию «Значимость и потенциал» и больше по критерию «Сложность коллектора и интенсивность разработки». В отдельных случаях при низкой загрузке систем сбора и подготовки существует возможность не строить для них отдельные модели.

Четвертая и одна из самых многочисленных групп имеет низкие показатели по значимости и сложности строения коллектора. К ней будут относиться значения меньше медианного показателя по обоим критериям «Значимость и потенциал» и «Сложность коллектора и интенсивность разработки». Здесь при высокой степени загрузки инфраструктуры рекомендуется строить упрощенные узлы моделей скважин, систем сбора и подготовки нефти, а модель пласта можно реализовать в отдельных случаях. С другой стороны, при более низкой загрузке будет достаточно построить упрощенную модель скважины и модель пласта в отдельных случаях, при отсутствии моделей сети сбора и подготовки.

Пример реализации группировки отдельных месторождений/активов представлен на рисунке ниже.

Как показывает практика на текущий момент нет единого и общепринятого метода по подбору конфигурации в зависимости от характерных особенностей месторождений внутри активов компании. В связи с чем был предложен унифицированный метод, позволяющий наглядно дать инженеру рекомендации к подбору той или иной конфигурации интегрированной модели для конкретных активов и месторождений.

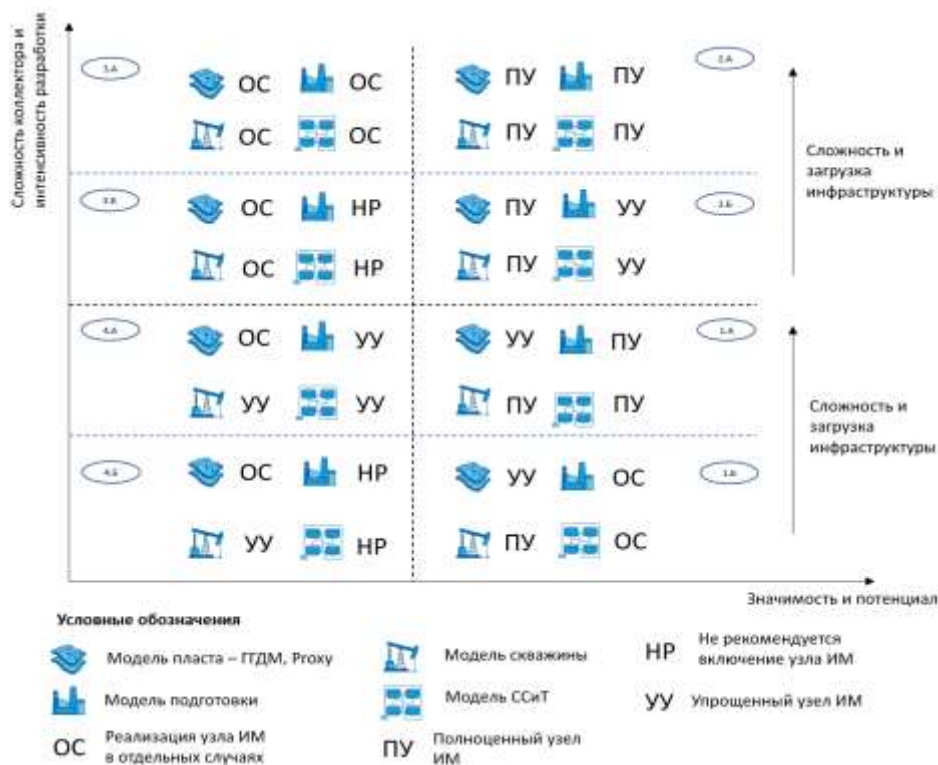


Рис. Классификация по подбору конфигураций интегрированных моделей

Литература

1. Повышев К. И. и др. Интегрированная модель как фундамент для выбора способа эксплуатации на месторождении с высоким содержанием газа // Экспозиция нефть газ. – 2019. – №. 4 (71). – С. 60-63.
2. Филиппов Е. В. и др. Применение интегрированного моделирования в нефтегазовой отрасли // Недропользование. – 2020. – Т. 20. – №. 4. – С. 386-400.

АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ДРОССЕЛИРОВАНИЯ ГАЗА И РАСЧЕТ НЕОБХОДИМОГО РАСХОДА МЕТАНОЛА ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Киселева Д.К.

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Распространенным способом борьбы с гидратами при добыче газа является использование ингибиторов, а именно введение метанола (CH_3OH) в транспортируемый газовый поток. В нашей стране наибольшее распространение CH_3OH получил на месторождениях, расположенных за Полярным кругом. В других странах чаще всего применяют моноэтиленгликоль (МЭГ) [3]. ООО «Газпром добыча Ямбург» применяет метанол по следующим причинам: легкая смешиваемость с газом из-за его высокого давления паров, низкой температуры замерзания (до минус 90 °С), малой вязкости, слабой коррозионной активности, сравнительно низкой стоимости, высокой эффективности в качестве ингибитора гидратообразования.

К недостаткам применения метанола относятся высокая токсичность, потери с товарным газом (до 0,4 г/м³), пожарная опасность, возможность выпадения солей при контакте с минерализованной пластовой водой, ускорение роста гидратов при водометанольном растворе недостаточной концентрации, высокая упругость паров.

Метанол при взаимодействии с паром и влагой образует смесь спирта и воды, которая имеет температуру замерзания ниже 0 °С. Эффективность метанола заключается в снижении содержания влаги в потоке газа и снижении температуры точки росы.

Наибольший эффект применения метанола в качестве ингибитора гидратообразования достигается в случае его применения для предупреждения гидратообразования, а не для борьбы с уже отложенными скоплениями гидратов. Метанол вводят в газовый поток, обеспечивая его слияние с транспортируемой средой [2].

На УКПГ 1-В ЯНГКМ метанол применяется не только для закачки в скважины, но и в технологии подготовки добытого газа. Подача осуществляется практически перед каждой ступенью, где будет происходить охлаждение как в зимний период времени, так и в летний. Минерализованная вода, присутствующая в подготавливаемом газе, приводит к коррозии и эрозии лопаток турбины турбодетандера, поэтому жидкость из газового потока перед подачей

на детандер должна быть удалена, а газ – должен быть насыщен метанолом для обеспечения безгидратного режима работы оборудования.

На рисунке 1 представлена упрощенная технологическая схема УКПГ-1В для газового потока, на которой отмечены точки подачи метанола на первой и второй очереди.

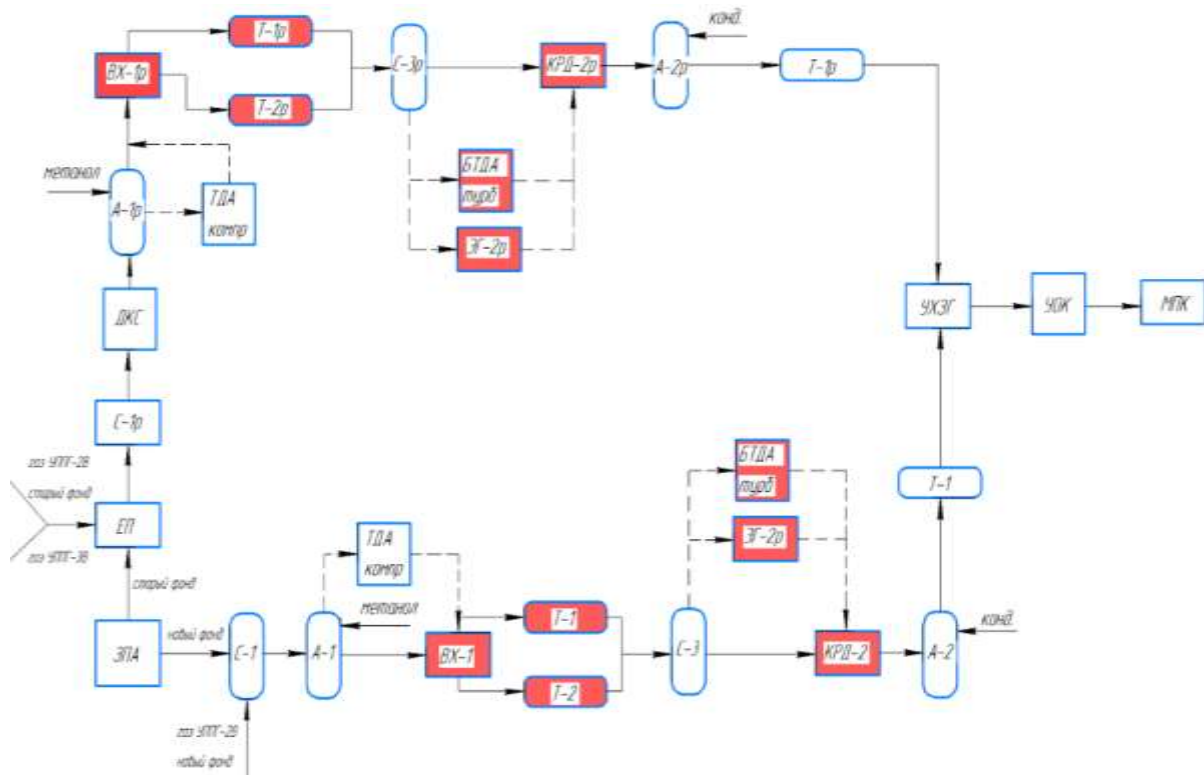


Рис. 1. Упрощенная технологическая схема УКПГ-1В Ямбургского НГКМ

Рассмотрим определение удельного расхода метанола для недопущения образования газовых гидратов после узла дросселирования.

Перед дросселем газа КРД-2р газовый поток находится под давлением 7,5 МПа и температурой минус 10 – минус 2 °С. Однако при $P = 3,4$ МПа образование гидратов возможно до температуры 12,5 °С (рис. 2) [4]. При давлении 3,4 МПа (35 кг/см²) и температуре 12,5 °С, удельный расход ингибитора, необходимого для насыщения жидкой свободной воды и газовой фазы, рассчитывается по формуле 1.

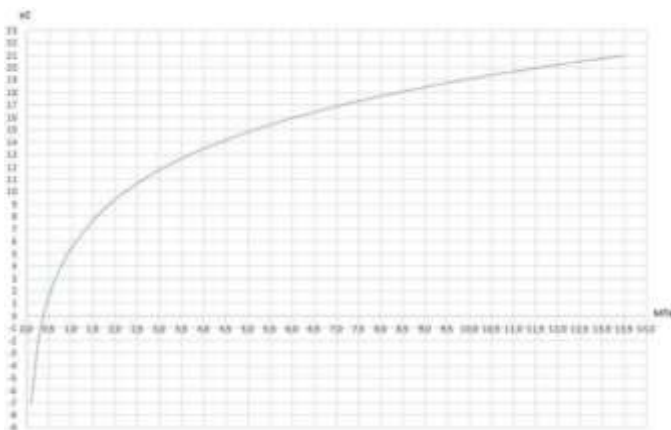


Рис. 2. Температура гидратообразования газа нижнемеловых залежей Ямбургского НГКМ от давления

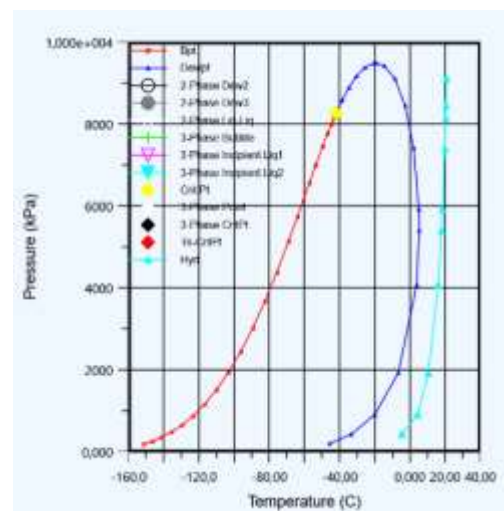


Рис. 3. Фазовая диаграмма газа

$$q_u = \frac{(W_1 - W_2) \cdot C_2}{C_1 - C_2} + 0,001 \cdot C_2 \cdot \alpha, \text{ кг/1000 м}^3 \quad (1)$$

где α – отношение содержания метанола в газе, необходимого для насыщения газа [1], к концентрации метанола; W_1, W_2 – влагосодержание газа до ввода ингибитора и в измеряемой точке, кг/1000 м³; C_1, C_2 – массовая концентрация свежего и отработанного ингибитора, %.

Тогда удельный расход СН₃ОН, необходимый для разложения гидратов, составит 0,2 кг/1000 м³, что будет соответствовать при расходе газа 300 тыс. м³/ч часовому расходу – 2,5 кг/ч.

Оценим влияние дросселирования газа на образование газовых гидратов в подготавливаемом газе.

В качестве исходных параметров для точки КРД-2р (рис. 1) был выбран адаптированный состав газа в процессе моделирования в среде Aspen HYSYS V10: метан 83,7 %; этан 7,1 %; пропан 2,8 %; и-бутан 2,2 %; и-пентан 1,2 %; углекислый газ 2,6 %; сероводород 0,4 %.

Поток газа до дросселирования находится под давлением 7,5 МПа и температурой минус 10 °С, после дросселирования – 3,4 МПа и температура минус 32,08 °С. Результаты моделирования показали вероятность возникновения гидратов типа II в выходящем потоке (рис.3). Необходимо принять меры по предотвращению гидратообразования в данной области системы. Для этого введем метанол с объемным содержанием воды 0,08 %, температурой 20 °С и расходом 2,5 кг/ч (рис. 4).

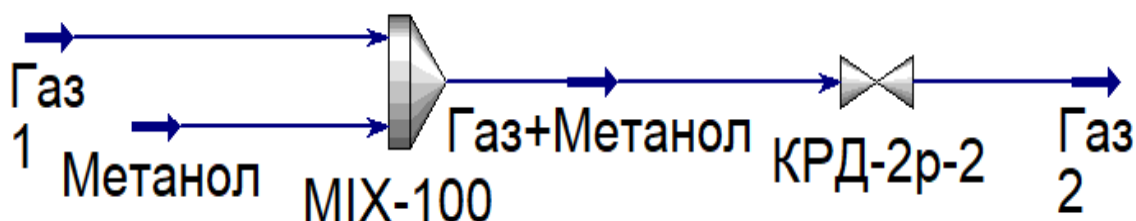


Рис. 4. Модель процесса дросселирования

Давление газа после дросселирования 3,4 МПа и температура минус 26,34 °С. В данном случае отсутствуют гидраты I и II типа. Построенная модель позволяет своевременно диагностировать возможные очаги возникновения газогидратов и доказывает эффективность применения метанола в данных условиях. Проведен анализ эффективности борьбы с гидратообразованием при вводе в поток газа водометанольного раствора различной концентрации. Метанол с объемным содержанием воды 0,08 % является эффективным ингибитором гидратообразования. Рассчитана и подтверждена моделированием допустимая концентрация водометанольного раствора для недопущения гидратообразования. Установлено, что водометанольный раствор с содержанием воды 15 % также обладает достаточной эффективностью для предотвращения образования гидратов в исследуемом узле технологической схемы. Предельное значение содержания воды в водометанольном растворе – 54 %, при содержании воды более 55 % начинается процесс образования гидратов II типа в потоке газа после дросселирования.

Литература

1. Дегтярев Б. В., Бухгалтер Э. Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах //М.: Недра. – 1976. – Т. 198. – С. 5.
2. Кэрролл Д. Гидраты природного газа. – 2007.
3. Сергеева Д. В. и др. Моноэтиленгликоль как ингибитор газовых гидратов: термодинамический анализ //Вести газовой науки. – 2021. – №. 2 (47). – С. 155-163.
4. Технологический регламент эксплуатации участка комплексной подготовки газа Газового промысла № 1В. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2018. – 328 с;

ИЗУЧЕНИЕ ВОПРОСА ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ С РЕГУЛИРУЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Корчемкин Н.О.

Научный руководитель доцент М.С. Турбаков

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Территория Западной Сибири с ее огромным потенциалом месторождений позволяла России заполнять энергоресурсами не только внутренний рынок, но и поставлять их часть на экспорт. При этом коэффициент извлечения нефти при разработке месторождений учитывали в последнюю очередь. Но когда большинство запасов традиционной легкодоступной нефти исчерпали, российские нефтедобывающие компании начали применять дорогостоящие способы добычи нефти, одним из которых стало применение технологии бурения с регулируемым давлением.

При традиционном способе бурения наблюдается превышение гидростатического давления бурового раствора над пластовым давлением. При циркуляции бурового раствора давление, оказываемое на пласт больше, чем при статических условиях.

$$P_{\text{пластовое}} = P_{\text{гидростатическое}} + P_{\text{потерь на трение}}$$

$P_{\text{пластовое}}$ – пластовое давление

$P_{\text{гидростатическое}}$ – гидростатическое давление

$P_{\text{потерь на трение}}$ – давление потерь на трение

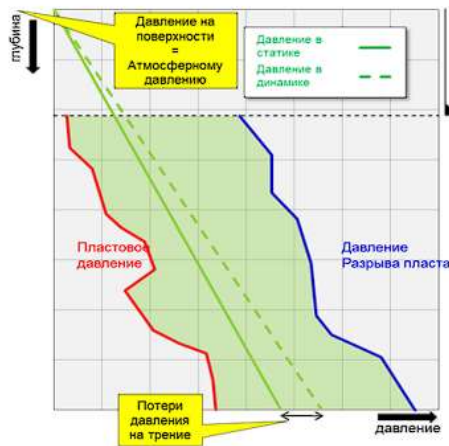


Рис. 1. Операционное окно при бурении традиционным способом, через зоны нормального пластового давления

При вскрытии пласта с аномальным значением давления (аномально низким или аномально высоким). При таких условиях скважина в стабильном состоянии, но при циркуляции бурового раствора забойное давление превышает давление разрыва пласта, из-за чего промывочная жидкость поглощается. Данные условия пластового давления встречаются и в Восточной, и в Западной Сибири.

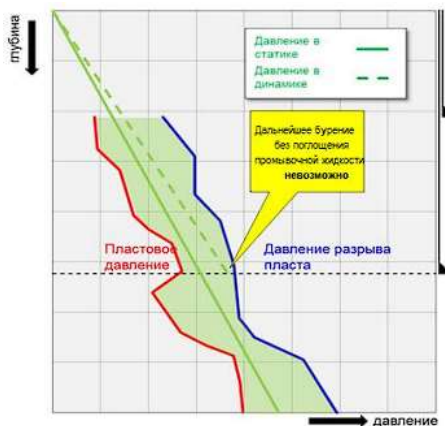


Рис. 2. Операционное окно при бурении традиционным способом в зонах с аномальным пластовым давлением

Для предотвращения осложнений при разработке зон с минимальным пластовым давлением осуществляют точный контроль профиля давления с помощью специального оборудования и программно-аппаратного комплекса.

При возникновении газонефтеводопроявления, флюид или газ поступают в специальные приемники, либо сжигаются на факельной установке без приостановки процесса бурения. Все это предполагает адаптивный метод бурения с регулированием давления.

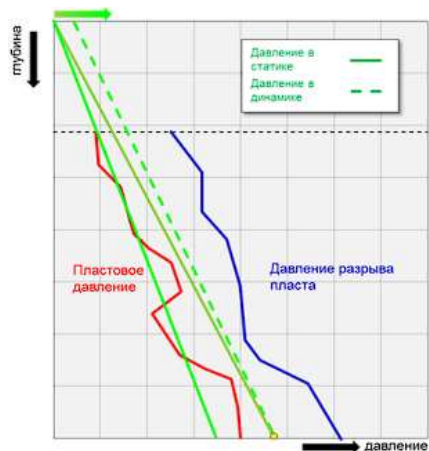


Рис. 3. Характер профиля давления в скважине при бурении с регулируемым давлением

Таким образом бурение с регулированием давления позволяет осуществлять бурение в зонах с аномальным значением давления с минимальными рисками возникновения осложнений.

Литература

1. Доброхлеб П. Ю., Сорока Т. Б., Гусев А. В. Новые решения-новые возможности: технология бурения с регулируемым давлением как эффективное решение для трещиноватых коллекторов Восточной Сибири // Управление техносферой. – 2019. – Т. 2. – №. 2. – С. 138-160.
2. Сверкунов С. А. Применение технологии бурения с регулируемым давлением в условиях Восточной Сибири // Науки о Земле и недропользование. – 2012. – Т. 41. – №. 2. – С. 122-125.

ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ МЕСТ СКОПЛЕНИЯ КОНДЕНСАТА НА КИРПИЧЛИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Клычева С., Бердимырадова О.О.

Научный руководитель О.О. Бердимырадова

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

В целом, содержание конденсата на месторождении Восточного Туркменистана невысокое, газ недонасыщен. Однако по ряду месторождений содержание конденсата достигает и даже превышает 50 г/м^3 и запасы конденсата составляют довольно внушительную величину. В связи с этим, стал вопрос о разработке методических подходов, позволяющих прогнозировать места возможной ликвидации выпавшего в пласте конденсата [1].

Объектом исследования является X продуктивный горизонт месторождения Кирпичли, где начальное содержание конденсата в газе составляет 58 г/м^3 .

Промышленная эксплуатация начата в 1978 г., текущий коэффициент газоотдачи превышает 0,75, в текущий коэффициент конденсатоотдачи достигает 0,65.

Отличительной особенностью месторождения является резкое отставание фронта внедрения воды, благодаря чему в продукциях скважин в течении длительного периода отсутствовала минерализованная вода. В последние годы место скопления жидкости, состоящей преимущественно из конденсационной воды и конденсата в призабойной зоне скважин, из-за чего проблема выноса жидкости на поверхность стала наиболее важной. При рассмотрении вопросов обводнения скважин, мест скопления конденсата немаловажной является неоднородность залежи. X горизонт месторождения Кирпичли по характеру неоднородности относится к группе с прерывисто-часто-чередующимися пропластками, количество проницаемых пластов 6-10, в отдельных неоднородных участках и более 10.

Другой показатель неоднородности-коэффициент ёмкости K_0 колеблется также в широких пределах от 0,20 до 0,79.

Таким образом, имеет изменение пор объёма пор на пути продвижения газа с растворенным конденсатом. Резкое увеличение сечения тока приводит к снижению температуры и выпадению конденсата в капельно-жидком состоянии («дроссель-эффект»). Резкое же изменение сечения тока в Кирпичлинском месторождении происходит в следующих случаях:

- изменение общей, эффективной толщины продуктивного горизонта при неизменном количестве пропластов, то есть при постоянных коэффициентах ёмкости (K_c) и расчленности (K_p);
- сокращение количества плотных пластов и пропластков в разрезе горизонта при сохранении общей толщины, то есть K_c увеличивается, K_p уменьшается $N(\text{общ}) = \text{const}$

Сочетание перечисленных двух позиций, то есть $N(\text{общ})$ уваливается, K_p уменьшается, K_c увеличивается.

Установление направления тока газа также имеет немаловажное значение так как газ может иммигрировать как в указанном направлении, так и в противоположном. В этом случае выпадения конденсата за счет «дрессель эффекта» не наблюдается. Важным вопросом является подвижность выпадений в пласте конденсата. Этот вопрос расчленяется на две составляющие:

1. Выпадения конденсата происходит в зонах, удаленных от скважин;
2. Выпадение конденсата происходит в призабойной зоне скважин.

Соотношение фазовых проницаемостей газа, воды и конденсата предопределяет степень подвижности конденсата в удаленной зоне пласта в призабойной зоне, куда конденсат поступает в газообразном состоянии, доминирующим является объём жидкости (вода, конденсата).

Литература

1. Кортаев Ю.П., Полянский А.П. Эксплуатация газовых скважин. – М., Гостоптехиздат, 961, – 328 с.

ОЦЕНКА НЕОДНОРОДНОСТИ И ХАРАКТЕРИСТИК ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОЧАК

Комеков Р.Ж., Гафурова М.О, Бердимуратова О.О.

Научный руководитель доцент А.Г. Гелдимуратов

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

Для газогидродинамических расчётов применительно к водонапорному режиму представляется целесообразным изучить степень неоднородности продуктивных пластов на основе использования результатов кернового анализа по определению коэффициента проницаемости. С этой целью нами проанализирован керновый материал по продуктивным горизонтам газового месторождения Очак (табл. 1). Логарифмически-нормальный закон распределения проницаемости наиболее широко применяется при оценке степени неоднородности пластов и в расчётах процесса обводнения залежи. Плотность такого распределения записывается в виде

$$f(X) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} X \sigma} \exp\left(-\frac{(\ln X - \ln \varepsilon)^2}{2\sigma^2}\right), \tag{1}$$

где X – исследуемый параметр (коэффициент проницаемости K); σ – стандартное отклонение; ε – математическое ожидание.

Параметрами распределения (1) являются σ и ε . Удобнее всего их определять с использованием вероятностной бумаги. Методы определения параметров σ и ε достаточно полно освещены в работе [1].

Таблица 1

Керновый материал для продуктивных горизонтов газового месторождения Очак

Продуктивный горизонт	Количество		Пределы изменения коэффициента проницаемости, мД
	кернов	скважин, из которых получен керн	
II-a	63	8	2-1200
II-b	38	6	8-1668
III	34	5	89-1000
IV-b	147	5	23-1035
V	210	16	3-1600
VI	85	9	3-369
VII	27	4	4-91

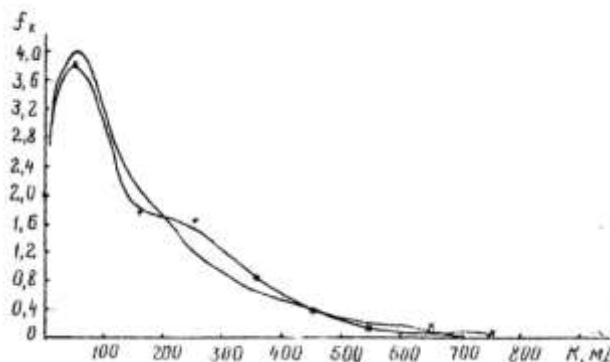


Рис. 1. Фактическая (с точками) и теоретическая (без точек) плотности распределения коэффициента проницаемости для II-a горизонта месторождения Очак

**СЕКЦИЯ 6. ТЕХНОЛОГИИ ОЦЕНКИ, УПРАВЛЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**

На рисунке 1 в качестве примера представлены фактическая и теоретическая плотности распределения коэффициента проницаемости для П-а горизонта месторождения Очак. С целью оценки степени соответствия теоретической плотности распределения фактической использован критерий согласия Пирсона χ^2 [2].

$$\chi_{\text{набл}}^2 = \sum \frac{(n_i - n_i^{\text{т}})^2}{n_i}, \quad (2)$$

где n_i – фактические значения частоты для i -го интервала исследуемого параметра; $n_i^{\text{т}}$ – теоретическое значение частоты i -го интервала исследуемого параметра.

Если вычисленное значение $\chi_{\text{набл}}^2$ для сравниваемых фактической и теоретической плотностей распределения проницаемости меньше критического его значения при заданной погрешности соответствия фактического и теоретического распределений (5%) $\chi_{5\%}^2$ ($\chi^2 < \chi_{q\%}^2$), то можно считать, что эмпирическое распределение не противоречит соответствующему теоретическому распределению. Для П-а горизонта имеем $\chi_{\text{набл}}^2 = 3,6 < \chi_{\text{кр}}^2 = 12,6$. Следовательно, закон распределения здесь выбран правильно. Аналогичные величины, а также иные важнейшие параметры полученных распределений проницаемости для других горизонтов месторождения Очак даются в таблице 2.

Продуктивные горизонты месторождения DD-1 разрабатываются при проявлении водонапорного режима. Следствием этого является обводнение эксплуатационных скважин. Представляет интерес исследовать наличие функциональной зависимости обводненности фонда эксплуатационных скважин от коэффициента вариации V . С этой целью задавались разными значениями добытого количества газа для каждого горизонта в процентах от начальных запасов газа (10,20,30,40,50 %). На соответствующие моменты времени находили количество скважин с водопрооявлениями в процентах от эксплуатационного фонда скважин каждого горизонта. Результаты расчётов значений процента скважин с водопрооявлениями для разных добытых количеств газа (в % от начальных запасов) по горизонту месторождения Очак представлены в таблице 3.

Таблица 2

Параметры полученных распределений проницаемости для других горизонтов месторождения Очак

Горизонт	$M_{\phi}(K)$	b_{ϕ}	V	b_s	$\varepsilon_s(K)$	$M_s(K)$	$\chi_{\text{набл}}^2$	$\chi_{\text{кр}}^2$
П-а	0,65	0,42	0,645	0,82	0,464	0,65	3,6	12,6
П-б	0,55	0,22	0,4	0,82	0,372	0,55	5,3	-
Ш	0,7	0,1	0,143	0,61	0,578	0,7	2,5	-
ГУ-б	0,75	0,62	0,830	0,84	0,528	0,75	7,8	-
У	0,5	0,42	0,840	0,95	0,303	0,5	8,7	-
ГУ	0,6	0,46	0,770	0,9	0,387	0,6	1,6	-
IX	0,7	0,33	0,470	0,71	0,547	0,7	1,15	-

Таблица 3

Результаты расчета доли скважин с водопрооявлениями при различном добытом количестве газа (в % от начальных запасов) по горизонту месторождения Очак

Горизонт	$Q_{\text{доб}}(t) / Q_{\text{зап}}, \%$					V
	10	20	30	40	50	
П-а	1,5	3,3	12,5	85	-	0,645
П-б	0	0	0	12,5	44	0,4
Ш	0	0	50	33	50	0,143
ГУ-б	0	0	0	12	53	0,830
У	2,5	6,6	20	32	69	0,840
ГУ	10	20	58	67	71	0,770
IX	10	20	60	70	67	0,430

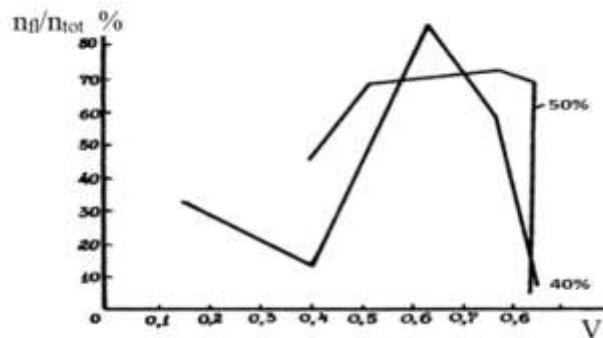


Рис. 2. Зависимость процента скважин с водопрооявлениями на моменты отбора 40 и 50 % (от запасов газа отдельных горизонтов) от коэффициента вариации по горизонтам месторождения Очак

Графическая обработка результатов таблицы 3 указывает на отсутствие чётких корреляционных связей $\frac{q_{обв}}{q_{общ}}$ от коэффициента вариации (при фиксированных процентах добытого количества газа). Для примера на рисунке 2 даются такие зависимости по месторождению Очак на моменты отбора 40 и 50 % от начальных запасов газа. Рассмотрение приведенных зависимостей показывает, что только степень неоднородности пласта по коллекторским свойствам (коэффициент вариации) не определяет характер обводнения эксплуатационных скважин. Следовательно, динамика обводнения скважин, видимо, существенно зависит от технологических показателей разработки – от числа и расположения скважин, технологических режимов эксплуатации скважин, соотношение сетки размещения скважин к зонам, характеризующимся разными коллекторскими свойствами пласта. Поэтому важным являются исследования по созданию соответствующих моделей пласта и методики газогидродинамических расчётов.

Литература

1. Борисов Ю.П., Воинов В.В., Рябина З.К. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений. – М., «Недра», 1970, – С. 288.
2. Гнурман В.Е., Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике. – М., «Высшая школа», 1975, – С. 239.

СХЕМАТИЗАЦИЯ И РАЗМЕЩЕНИЕ СКВАЖИН НА ЗРЕЛЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Комеков Р.Ж., Гараев Г.Т., Ишангулыев Г.

Научный руководитель доцент А.Г. Гелдимуратов

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

Общая проблема оптимизации для зрелых нефтяных месторождений включает целочисленные переменные (количество уплотняющих скважин и расположение уплотняющих скважин) и непрерывные переменные (дебиты скважин). Общее количество переменных может быть чрезвычайно большим и, таким образом, может привести к большому многомерному пространству поиска. Кроме того, пространство поиска становится прерывистым и грубым из-за целочисленных переменных. Однако оптимизация этих переменных требует больших вычислительных ресурсов; как таковой, этот процесс нецелесообразен для многих приложений. Исходя из этой ситуации, мы предлагаем вычислительную структуру, которая разделяет общую проблему оптимизации на три направления. Затем мы последовательно оптимизируем эти три задачи. Задачи включают оптимизацию количества уплотняющих скважин, оптимизацию расположения уплотняющих скважин и оптимизацию добычи скважин.

Оптимизация количества заполняющих скважин является сложной задачей, поскольку оптимальное количество заполняющих скважин зависит от расположения заполняющих скважин и от того, как скважина эксплуатируется. Вместо численного метода оптимизации применяется теория разработки резервуаров для определения разумной плотности скважин и расчета количества уплотняющих скважин, необходимых для резервуара. Согласно теории разработки месторождений [1, 2], связь между конечной нефтеотдачей и плотностью скважин можно сформулировать следующим образом:

$$\eta = \eta_0 e^{-aS_a^{-1}}, \quad (1)$$

где S_a плотность скважин, η предельная нефтеотдача, η_0 эффективность вытеснения, a коэффициент распределения скважин.

Из экономических соображений [1] разумная плотность скважин S_r определяется следующим образом:

$$aS_r^{-1} = \ln \frac{Nk\eta_0 a}{FC} + 2 \ln S_r^{-1}, \quad (2)$$

где N геологические запасы залежи, k цена продажи нефти, F площадь залежи, C стоимость бурения каждой скважины.

Оптимальное количество заполняющих скважин $N_{запол}^{опт}$ можно получить, сравнивая разумную плотность скважин S_r и фактическую плотность скважин S_a :

$$N_{запол}^{опт} = F(S_r - S_a). \quad (3)$$

Для зрелого коллектора известны a , S_a , η , η_0 , N , k , F и C . Сначала мы определяем значение постоянной, а используя уравнение (1). Затем мы вычисляем разумную плотность скважины S_r , решая уравнение (2). Количество заполняющих скважин может быть получено с помощью уравнения (3). К уплотняющим скважинам относятся добывающие скважины и нагнетательные скважины. Количество уплотняющих добывающих скважин и количество уплотняющих нагнетательных скважин связаны следующим уравнением:

$$R = \frac{N_{дейс.д} + N_{уплот.д}}{N_{дейс.н} + N_{уплот.н}}, \quad (4)$$

где $N_{дейс.д}$, $N_{дейс.н}$, $N_{уплот.д}$ и $N_{уплот.н}$ - количество действующих добывающих скважин, количество действующих нагнетательных скважин, количество уплотняющих добывающих скважин, и количество уплотняющих нагнетательных скважин соответственно. R - разумное соотношение продуктивной и нагнетательной скважины, обычно предоставляемое нефтяной промышленностью.

В задаче оптимизации размещения скважин мы стремимся определить оптимальные места для определенного количества уплотняющих скважин. Проблема оптимизации определяется следующим образом:

$$\max_{v \in \mathcal{C}} \sum_{k=1}^{N_t} \frac{\Delta t_k}{(1+b)^{t_k/\tau}} \left[\sum_{i=1}^{N_{\text{запол}}}^{N_{\text{опт}}} (r^{po} q_{i,k}^{po}(v) - c^{pw} q_{i,k}^{pw}(v) - c^{iw} q_{i,k}^{iw}(v)) + \sum_{i=1}^{N_{\text{дейс}}} (r^{po} q_{i,k}^{po} - c^{pw} q_{i,k}^{pw} - c^{iw} q_{i,k}^{iw}) \right] \quad (5)$$

Таблица

Геологические и фильтрационно-емкостные свойства пласта

Свойство	Значения	Единицы измерения
Нефтеносная зона	18.9	km ²
Средняя пористость	0.4	-
Проницаемость	120-2810	10 ³ μm ²
Геологические запасы	3750	10 ⁴ t
Вязкость нефти в пласте	10-27	mPa*s
Плотность нефти в пласте	0.83-0.89	g/cm ³
Начальное давление	12	МПа
Начальная температура	82	°C
Глубина залегания резервуара	1888-2123	М

В ходе процедуры оптимизации размещения скважин все скважины работают с заданными разумными дебитами. Задача оптимизации добычи скважин направлена на определение оптимальных дебитов каждой из добывающих и нагнетательных скважин. Задача оптимизации может быть сформулирована следующим образом:

$$\max_{u \in \mathcal{S}} \sum_{k=1}^{N_t} \frac{\Delta t_k}{(1+b)^{t_k/\tau}} \left[\sum_{i=1}^{N_{\text{запол}}}^{N_{\text{опт}}} (r^{po} q_{i,k}^{po}(u) - c^{pw} q_{i,k}^{pw}(u) - c^{iw} q_{i,k}^{iw}(u)) + \sum_{i=1}^{N_{\text{дейс}}} (r^{po} q_{i,k}^{po} - c^{pw} q_{i,k}^{pw} - c^{iw} q_{i,k}^{iw}) \right] \quad (6)$$

В работе рассматривается полномасштабное зрелое нефтяное месторождение. Геологические и фильтрационные свойства залежи представлены в таблице 1. Кривые относительной проницаемости показаны на рисунке 1. Водохранилище разрабатывалось в условиях заводнения в течение 50 лет. Данный пласт находится в сверхвысокой обводненной стадии с обводненностью 95,6 %. Количество действующих добывающих скважин – 82, количество действующих нагнетательных – 64. На рисунке 2 показаны проницаемость, пористость и существующая нефтенасыщенность, а также расположение всех скважин в пласте.

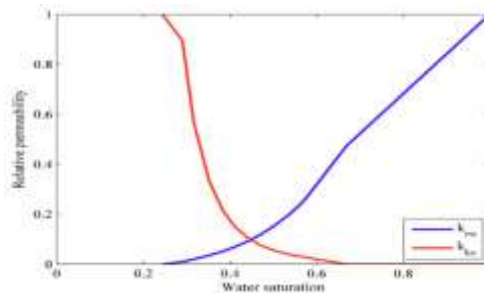


Рис. 1. Кривые относительной проницаемости пласта

Гидродинамическая модель пласта содержит двухфазную систему нефть-вода с блоками сетки 238*161*13; из этих блоков 127 665 активных. Мы используем производственный период 15 лет для оптимизации.

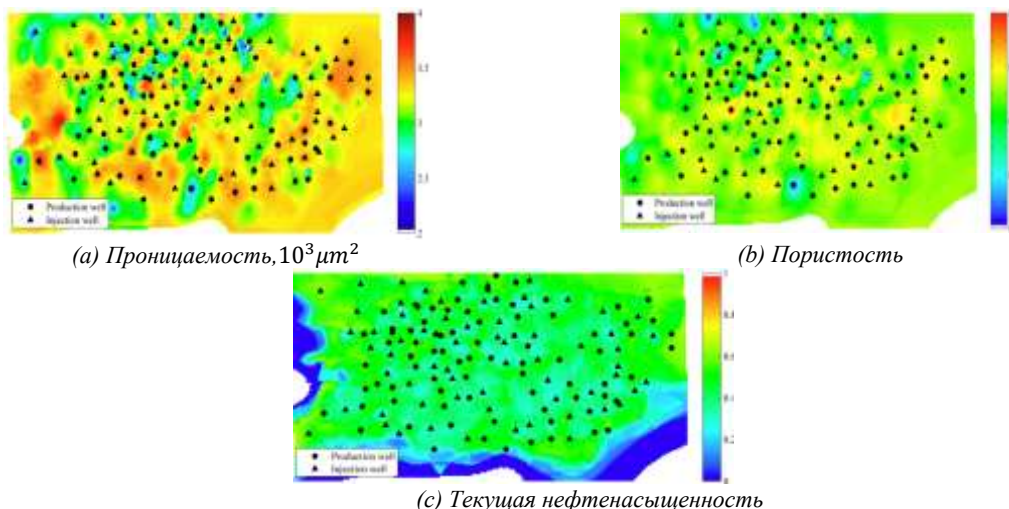


Рис. 2. Свойства скважины зрелого коллектора

В этом исследовании была введена вычислительная база для оптимизации количества уплотняющих скважин, расположения уплотняющих скважин и производительности всех скважин для крупномасштабного зрелого нефтяного месторождения. Вычислительная база показала свой потенциал в нашей работе, но необходимо провести дальнейшие исследования. Будущая работа должна быть сосредоточена на изучении производительности вычислительных сред при итерации процедуры оптимизации размещения скважин и процедуры оптимизации управления скважиной. Дальнейшие исследования также должны одновременно оптимизировать количество заполняющих скважин, расположение заполняющих скважин и контроль всех скважин.

Литература

1. Ко Ю «Метод расчета допустимой и предельной плотности скважин в заводняемом песчаниковом пласте». Разведка и разработка нефти, 4, 1986, стр. 49 – 54.
2. Ахмед Т., «Справочник по разработке месторождений (четвертое издание)». Издательство Gulf Professional, США, Бостон, 2010 г.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ PETROLEUM EXPERTS PROSPER
ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПУТЕМ АНАЛИЗА РЕЖИМА
РАБОТЫ СКВАЖИН**

Коротков Р.Н., Овчаренко Д.М.

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На текущий момент нефтегазодобывающие компании начали активное использование систем моделирования для контроля режима работы фонда скважин, а также с целью проведения оптимизационных расчетов для получения дополнительной добычи нефти. Актуальность интегрированных моделей актива экспоненциально растет с каждым годом, поскольку в связи с нынешней ситуацией большее количество недропользователей движется по пути корректного выбора разработки месторождений [4].

Цель – формирование и анализ подхода к настройке моделей-компонент (скважин) путем адаптации параметров к фактическим данным с целью получения дополнительной добычи нефти.

Одним из комплексных подходов в области моделирования системы пласт – скважина – наземная инфраструктура является использование программного обеспечения Petroleum Experts. Данное решение успешно зарекомендовало себя на международном рынке ввиду наличия большого количества всевозможных корреляций, подходящих под те, либо иные геологические условия, а также сложной методике расчета поставленных задач. Благодаря вышеописанному продукту задачи расчета притока из пласта, дебита скважин и анализа пропускной способности инфраструктуры образовали собой единое интегрированное решение для качественного моделирования месторождений/группы месторождений. В свою очередь программное обеспечение Petroleum Experts Prosper позволяет оценить эффективность работы скважины, а также получить дополнительную добычу за счет расчета на модели скважины, настроенной на фактические параметры [2].

Настройка моделей добывающих скважин заключается в адаптации параметров, полученных расчетным путем в программном обеспечении Petroleum Experts PROSPER, к фактическим данным на дату актуализации. В меню (рис. 1) вносятся данные, которые используются для дальнейших расчетов.

Test	Test Point Date	Test Point Comment	Tubing Head Pressure (kg/cm ² g)	Tubing Head Temperature (deg C)	Water Cut (percent)	Liquid Rate (cm ³ /day)	Gauge Depth (Measured) (m)	Gauge Pressure (kg/cm ² g)	Reservoir Pressure (kg/cm ² g)	Gas Oil Ratio (cm ³ /cm ³)	GOR Free (cm ³ /cm ³)	Operating Frequency (Hz)	Pump Wear Factor (fraction)	Pump Intake Pressure (kg/cm ² g)	Pump Discharge Pressure (kg/cm ² g)
1	01/01/2019	no choke	17.67	33	95.28	196.49	2465	53.55	170.05	31.559	0	50	0.036	33.35	53.35
2															

Рис. 1. Секция «VLP/IPR Matching»

Эти данные накапливаются в окне «VLP/IPR Matching» по мере обновления моделей скважин и могут быть использованы для анализа работы скважин с течением времени: Test Point Date – дата актуализации модели скважины; Test Point Comment – информация об устье в штуцере (диаметр штуцера или отсутствие штуцера); Tubing Head Pressure – буферное давление; Tubing Head Temperature – температура флюида на устье скважины; Water Cut – обводненность добываемой продукции; Liquid Rate – дебит жидкости; Gauge Depth (Measured) – глубина спуска датчика; Gauge Pressure – давление на датчике; Reservoir Pressure – пластовое давление; Gas Oil Ratio – газосодержание; GOR Free – содержание газа, приходящего из газовой шапки; Operating Frequency – частота работы ЭЦН; Pump Wear Factor – коэффициент износа насоса; Pump Intake Pressure – давление на приёме насоса; Pump Discharge Pressure – давление на выходе насоса.

В случае, если расчётное давление меньше фактического, то подбирается коэффициент износа насоса пока значения не совпадут (рекомендуемое расхождение не более 1 кгс/см²). Если коэффициент износа лежит в пределах

от 0 до 0,2, то это считается допустимым значением, при условии, что межремонтный период (МРП) насоса больше 200 суток [5].

Если коэффициент износа насоса окажется более 0,2, то это считается повышенным износом. Необходим дополнительный анализ: либо перепроверка исходных данных по замеру на дату актуализации (в случае обнаружения ошибок процедура настройки вертикального лифта повторяется заново), либо поиск причин повышенного износа насоса (в случае подтверждения повышенного износа настройка вертикального лифта заканчивается, подобранный коэффициент износа принимается допустимым) [1].

Производится анализ причин ремонтов. Значение коэффициента износа может достигать 0,5 в том случае, если для скважины характерны осложнения при эксплуатации в виде солеотложений. При этом точная адаптация таких скважин возможна только после замера профиля давления над насосом, так как возможно солеотложение как в УЭЦН, так и в лифте [3].

В случае, если расчётное значение больше фактического, то необходимо перепроверить исходные данные по замеру на дату актуализации (в первую очередь давление на приёме ЭЦН, частоту ЭЦН, дебит жидкости, буферное давление). При обнаружении ошибок процедура настройки вертикального лифта повторяется заново [7]. Для скважин с кратковременной эксплуатацией (КЭС) особое внимание уделяется анализу величины мгновенного дебита. Для скважин с вентильными двигателями уточняется частота вращения при переводе единиц измерения из об/мин в Гц (перевод производится прямо пропорционально от соотношения 2910 об/мин = 50 Гц, для вентильных двигателей зависимость может быть не прямая) [2].

По результатам расчёта оценивается, насколько расчётное значение по дебиту жидкости (пересечение кривых VLP и IPR) совпадает с фактическим. При совпадении расчётного и фактического дебитов в пределах 5 % настройка скважины заканчивается.

Настройка моделей многопластовых скважин в PROSPER осуществляется аналогично скважинам, вскрывающим один пласт. Для них при занесении данных по пласту используются характеристики пласта с наибольшим дебитом нефти (PVT-модель флюида, Рпл, Тпл). Такие модели скважин могут использоваться для выполнения одиночных расчётов в PROSPER (например, для подбора глубинного насосного оборудования (ГНО) по скважине). Чтобы наглядно убедиться в пригодности замера, с помощью кнопки Plot выводится фактический замер и графики градиента давления, рассчитанные по граничным корреляциям (рис. 2).

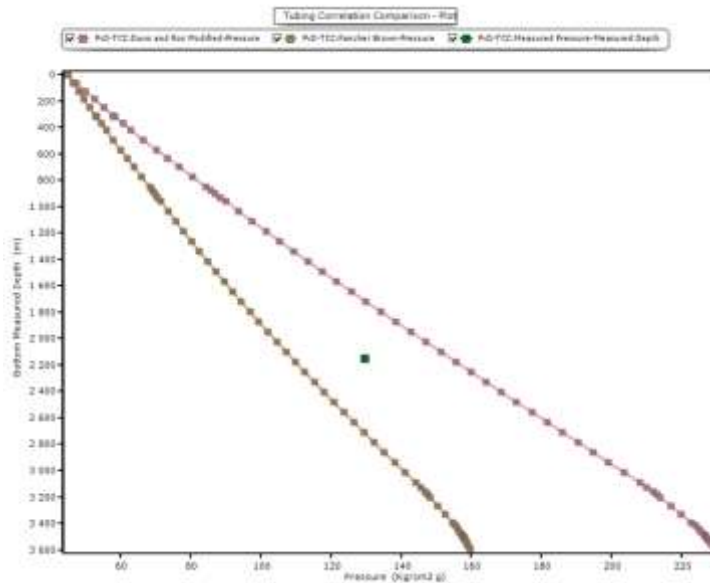


Рис. 2. Проверка качества замера

В результатах расчета на срез и прогноз есть два показателя дебитов по фазам, например, «Liquid Rate» и «Average Liquid Rate». «Liquid Rate» – это мгновенный дебит, а «Average Liquid Rate» – уплотненный дебит, т. е. с учетом коэффициента простоя (рис. 3).

Label W_2p		Prediction method Pressure and temperature		Optimization method Production		Layers									
Goodk available	Oil Rate	Gas Rate	Water Rate	Liquid Rate	Gas Lift Injection Rate	Revenue	Mass Flow Rate	HC Mass Flow Rate	Average Oil Rate	Average Gas Rate	Average Water Rate	Average Liquid Rate	Average Gaslift Rate		
10000m3/d	Sm3/day	10000m3/d	Sm3/day	Sm3/day	10000m3/d	\$/MUSD/day	ton/day	ton/day	Sm3/day	10000m3/d	Sm3/day	Sm3/day	10000m3/d		
1	1700.000	8.8	6.848	8.2	8.000	0.00	20.82	20.34	4.4	3.424	0.2	4.6	4.600		

Рис. 3. Результаты расчета по периодической скважине

Таким образом, ПО позволяет с высокой точностью моделировать работу скважин при различных условиях. В результате анализа были выявлены критерии настройки скважин, а также представлен минимальный необходимый набор параметров для качественной адаптации моделей. В ходе проведения оптимизационных расчетов по скважинам также доказан эффект в виде получения дополнительной добычи нефти, что позволяет тиражировать данную технологию на другие месторождения.

Литература

1. Liu C., Li Y., Xu M. An integrated detection and location model for leakages in liquid pipelines // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. – Т. 175. – С. 852 – 867.
2. Апасов Р.Т. и др. Интегрированное моделирование-инструмент повышения качества проектных решений для разработки нефтяных оторочек многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2018. – №. 12. – С. 46 – 49.
3. Велиев М.М., Иванов А.Н., Ахмадеев А.Г. и др. Проблемы расчетов промысловых систем сбора и транспорта добываемой продукции месторождений высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. 2021. – № 10. – С. 108 – 111.
4. Филиппов Е. В. и др. Применение интегрированного моделирования в нефтегазовой отрасли // Недропользование. 2020. – Т. 20. – №. 4. – С. 386 – 400.
5. Яночкин С. В., Рычков А. Ф. Интегрированное моделирование. Опыт реализации пилотных проектов // Нефть. Газ. Новации. 2018. – №. 12. – С. 29 – 30.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРЕИМУЩЕСТВ БУРЕНИЯ НА ДЕПРЕССИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛЫХ МИКРОСФЕР

Кулаков М.В.

Научный руководитель доцент К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При бурении через пласты и пропластки с аномально низким давлением требуется особый подход к процессу. Снижение плотности применяемого бурового раствора во время прохождения данных интервалов позволяет избавиться от таких проблем, как:

- поглощения бурового раствора, вплоть до полной потери циркуляции;
- дифференциальный прихват буровой колонны [1,2];

- загрязнение или повреждение призабойной зоны продуктивного пласта, что впоследствии скажется на продуктивности скважины [1].

Появление этих проблем ведет к негативному результату – дополнительным затратам для ликвидации возможных инцидентов. Также, снижение плотности позволяет повысить скорость механической проходки и повышает эффективность и срок службы долота [1,3].

Для снижения плотности промывочной жидкости до 0,85 кг/м³ (6,9 ррг) достаточно применения растворов на углеводородной или синтетической основе [3-5]. Несмотря на то, что такой раствор обеспечивает температурную стабильность, повышенную подвижность колонны и устойчивость ствола скважины, при его применении требуется высокий контроль за соблюдением экологических требований. В этом плане, жидкости на водной основе применять экологически безопаснее.

Дальнейшее снижение плотности промывочной жидкости (менее 6,9 ррг) возможно только с применением воздушной фазы: воздуха или газа, пены, тумана или аэрированных растворов [3-5]. Однако, при этом возникает большое число проблем. Кроме того, что бурение с применением газовой фазы увеличивает стоимость бурения из-за необходимости применения дополнительного специального оборудования и персонала [1,3], наличие газа в скважине повышает интенсивность коррозии и вызывает дополнительные вибрации буровой колонны, увеличивает вероятность возникновения пожаров и взрывов, повышает крутящий момент [1-4]. Также проблемой таких растворов является их сжимаемость, т. е. изменение плотности с глубиной скважины. В результате возникает сложность в прогнозировании реологических параметров раствора в скважине [1,3].

Альтернативой рассмотренным выше растворам для бурения на депрессии является применение полых микросфер. Добавление полых сфер в буровой раствор позволяет снизить плотность жидкости, при этом избавляя от недостатков применения газа и пен в качестве промывочной жидкости, сохраняет однофазность и позволяет более точно прогнозировать параметры раствора. Добавление микросфер формирует в буровом растворе полости, аналогичные обычным газовым пузырькам, которые не сжимаются и не растворяются при увеличении давления. Применение полых микросфер возможно в системах буровых растворов как на водной основе, так и на углеводородной.

Практика применения микросфер для буровых растворов описана для трех видов материалов: натрийборсиликатные (НБС), полимерные и алюмосиликатные. Основные их свойства представлены в таблице ниже.

Наиболее широко распространены и хорошо исследованы НБС микросферы. Они выпускаются отечественными и зарубежными производителями. Основными достоинствами данного вида микросфер является высокая прочность при сжатии и износоустойчивость [2]. Небольшие размеры микросфер позволяют применять их на оборудовании буровой установки без какой-либо дополнительной модернизации. Алюмосиликатные микросферы являются продуктом сжигания топлива ТЭС, в связи с чем их преимуществом является относительная дешевизна сырья [6].

Таблица

Свойства полых микросфер

Свойства	НБС микросферы	Алюмосиликатные микросферы	Полимерные микросферы
Плотность, кг/м ³	0,28 – 0,6	0,2 – 0,8	0,16 – 0,42
Диаметр сфер, мкм	15 – 125	5 – 500	50 – 500
D ₉₀ , мкм	40 – 75	-	-
Насыпная плотность, кг/м ³	0,16 – 0,36	0,32 – 0,45	0,1 – 0,4
Температура плавления, °С	600 – 1100	1200 – 1500	130
pH	8,9 – 9,2	7,2 – 7,8	7
Прочность при объемном сжатии, МПа	15 – 130	до 30	до 4
Выживаемость после 20 циклов циркуляции, %	90 [2]	-	-
Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°С)	0,06 – 0,07	0,06 – 0,20	0,05

При этом существует проблема организации транспортировки и хранения сухой золы и шлака. Также данные сферы обладают низкой реакционной способностью и мало взаимодействуют с щелочами и кислотами [7]. Использование стеклянных микросфер в эмульсиях на углеводородной основе ограничено недостаточно высоким качеством их дисперсии и, соответственно, большим расходом ПАВ для приготовления раствора [8]. Развитие технологии полимерных микросфер ограничено применением пластмассовых газонаполненных микросфер из мочевиноформальдегидной смолы. Но широкого практического применения в мире данная технология не нашла [9].

Литература

1. Lim S. N. et al. Lightweight biopolymer drilling fluid for underbalanced drilling: An optimization study // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Т. 129. – С. 178-188.
2. Konbul A., Ozbayoglu E. M., Mata C. Survival of hollow glass microspheres in drilling fluids applications—Effect of drill bit/formation contact //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Т. 189. – С. 106966.
3. Medley Jr G. H., Maurer W. C., Garkasi A. Y. Use of hollow glass spheres for underbalanced drilling fluids // SPE Annual Technical Conference and Exhibition? – SPE, 1995. – С. SPE-30500-MS.
4. Development and Testing of Underbalanced Drilling Products. – Text: electronic // U.S. DEPARTMENT OF ENERGY National Energy Technology Laboratory. 2001. – URL: <https://www.netl.doe.gov/sites/default/files/2018-05/94MC31197-final-report.pdf> (дата обращения: 06.02.2023).
5. Underbalanced drilling: limits and extremes / B. Rehm, A. Haghshenas, A. Paknejad and others. – Houston, Texas: Gulf Publishing company, 2012. – 629 с. – ISBN 9781933762050.
6. Патент – № 2263634 Российская Федерация, МПК C01B 33/26 (2006.01), C10B 1/10 (2006.01). Способ получения алюмосиликатных микросфер из золошлаковых отходов теплоэлектростанций и печь для сушки алюмосиликатных микросфер: – № 2004130067/15: заявл. 11.10.2004: опубл. 10.11.2005 / Смаль А.Н., Предтеченский М.Р.; ООО «НЦ «Эпитаксия». – 11 с.: ил. – Текст: непосредственный.
7. Патент № 2452757 Российская Федерация, МПК C09K 8/467 (2006.01). Кислоторастворимый тампонажный состав: – № 2010150031/03: заявл. 06.12.2010: опубл. 10.06.2012 / Кузнецова О.Г., Чугаева О.А. Кохан К.В. и др.; ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – 7 с. – Текст: непосредственный.
8. Патент № 2319539 Российская Федерация, МПК B01F 17/00 (2006.01). C09K 8/28 (2006.01). Облегченная инвертная дисперсия для бурения, глушения и ремонта скважин – № 2006147146/04: заявл. 29.12.2006: опубл. 20.03.2008 / Шабо М.Д., Поп Г.С. Кучеровский В.М. и др.; Шабо М.Д. – 7 с. – Текст: непосредственный.
9. Патент № 1661185 Российская Федерация, МПК C09K 8/24 (2006.01). Буровой раствор с низкой плотностью № 4650180: заявл. 13.02.1989: опубл. 07.07.1991 / Бочкарев Г.П., Андресон Б.А. Крезуб А.П. и др.; Бочкарев Г.П. – 4 с. – Текст: непосредственный.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ ПРОГНОЗА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН В КАРБОНАТНОМ КОЛЛЕКТОРЕ

Куприянова К.А.

Научный руководитель профессор, д.г.-м.н. Белозеров В.Б.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Прогноз продуктивности скважин на данный момент является одной из основных задач, стоящих перед инженером. Целью работы является оценка геологических факторов, влияющих на продуктивность скважин и вариантов их прогноза на локальном уровне.

Основное предположение включает в себя связь прогноза продуктивности скважин с поглощениями при бурении [1] и микроструктурными элементами порового пространства, включая трещины и каверны. Таким образом, такое предположение подразумевает возможность интерпретации наличия микроструктурных элементов

по данным о поглощениях бурового раствора и наличие их связи с последующей динамикой работы скважины (стартовым дебитом, темпом падения добычи).

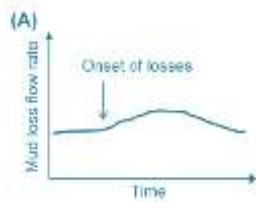
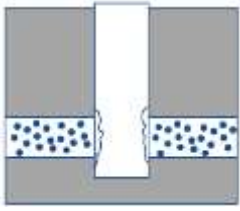

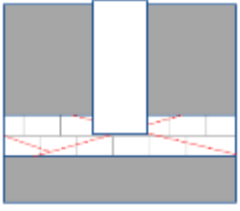

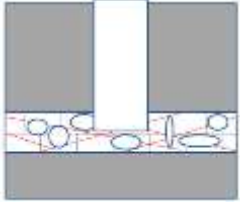
Исходя из вышесказанного, первоочередная необходимость состояла в интерпретации поглощений бурового раствора при бурении с точки зрения определения интервалов с высокими емкостными свойствами, т. е. кавернозных пластов, пластов с большим количеством трещин и систем трещин с большими апертурами.

Согласно источнику [2], поглощения подразделяются на 4 уровня по интенсивности и выделяются соответствующие причины для каждого уровня (таблица):

1. Незначительные поглощения интенсивностью до 1,6 м³/час – поглощение в высокопроницаемый пласт порового типа;
2. Поглощения интенсивностью от 1,6 до 16 м³/час – рыхлые породы, узкие трещины;
3. Поглощения интенсивностью более 16 м³/час – широкие трещины;
4. Потеря циркуляции – кавернозные пласты, пласты с большим количеством трещин, системы трещин с большими апертурами.

Таблица

Характеристика поглощений и соответствующие причины их проявлений

График	Интенсивность поглощений	Причина	Концептуальное представление
	< 1.6 м ³ /час	Высокопроницаемый поровый пласт	
	1.6 - 16 м ³ /час	1. Рыхлые породы 2. Узкие трещины	
	> 16 м ³ /час	Широкие трещины	
	Потеря циркуляции	1. Кавернозные пласты 2. Пласты с большим количеством трещин 3. Системы трещин с большими апертурами	

Анализ поглощений проводился с целью определения емкостных свойств исследуемых пластов и предположительной оценке продуктивности Арчинской площади с помощью комплекса ГИС, а именно запись приборами PEX-AIT-HNGS (акустическое зондирование, микроимиджер, АКШ) и приборами FMI-SS (Рис. 1). По результатам измерений и интерпретации ГИС видно, что в выявленных интервалах поглощений наблюдается образование каверн (обрушение стенки скважины), что явно подтверждается по показаниям каверномера. За счет образования каверны все показания ГИС искажены и не могут быть корректно интерпретированы. Данные FMI показывают, что каверна имеет неровные верхние и нижние границы, т. е. образование каверны не происходит по напластованию или параллельной трещиноватости или разлому. Также видно, что открытые трещины, выделяемые по FMI выше интервала поглощения, не приводили к поглощениям.

Основной вывод, который можно сделать по данным ГИС: в интервалах поглощения порода ослаблена настолько, что стенка скважины обрушена. Снижение прочности горной породы может быть вызвано как с увеличением емкости пустотного пространства (пористости-трещиноватости-кавернозности), так и сменой литологии. Ввиду того, что наблюдается совместное снижение прочности и наличие поглощения (увеличение коллекторских свойств), то в исследуемых интервалах наиболее вероятен сценарий наличия большого пустотного пространства.



Рис. 1. Выявление емкости пустотного пространства по данным комплекса ГИС и FMI

Разработка Арчинского месторождения осуществляется горизонтальными скважинами, которые вводятся в эксплуатацию преимущественно фонтанным способом, и далее по различным причинам переводятся на механизированную добычу. По особенностям динамической работы скважин можно оценить емкостную микроструктуру карбонатного коллектора (Рис. 2). На данном этапе оценивались следующие показатели:

1. Время с начала фонтанирования до перехода на механизированную добычу (время фонтанирования);
2. Сравнение динамики добычи (дебита) жидкости и газа, динамики добычи (дебита) нефти и обводненности;
3. Время работы скважин.



Рис. 2. Анализ динамики работы скважины

Время фонтанирования и темп падения добычи скважин характеризует емкость системы и область дренирования. Соответственно, чем больше время фонтанирования и ниже темп падения дебита, тем выше емкость системы.

Таким образом, по итогам анализа поглощений и динамики работы скважин, можно охарактеризовать выделенные интервалы и их прогнозную продуктивность:

1. Узкие трещины (трещинный тип коллектора) характеризуются незначительной интенсивностью поглощений (до $16 \text{ м}^3/\text{час}$) и высокими темпами падения добычи жидкости выше $3,5 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{мес}$;
2. Широкие трещины (трещинно-поровый тип коллектора) характеризуются средней интенсивностью поглощений от $16 \text{ м}^3/\text{час}$ до $50 \text{ м}^3/\text{час}$ и средними темпами падения добычи жидкости от $3,5 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{мес}$ до $1,7 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{мес}$;
3. Каверны (трещинно-кавернозный тип коллектора) характеризуются высокой интенсивностью поглощений (потеря циркуляции бурового раствора) и низкими темпами падения добычи жидкости менее $1,7 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{мес}$.

Исходя из результатов исследования, ниже представлены основные выводы:

- Наиболее проницаемые и емкие интервалы характерны для интервалов потери бурового раствора;
- Интерпретация наличия каверн и трещин в пласте может быть проведена с помощью анализа интенсивности поглощения и данных кавернометрии;
- Наблюдается связь периода фонтанирования скважин с интенсивностью поглощений при бурении и наличием каверн, что говорит о большем влиянии каверн на емкость коллектора.

Литература

1. Патент №2507547 Российская Федерация, МПК G01V 11/00 (2006.01). Способ поиска залежей нефти в породах фундамента: №2011109513/28: заявл. 14.03.2011: опубл. 20.09.2012 / Сахипов Д. М, Сахипов Э. М.; заявитель Сахипов Д.М. Бюл. № 26;
2. Nelson E.B. Well cementing 2nd ed. / Guillot D. - Schlumberger; 2006. - 773 p. - ISBN-13: 978-097885300-6.

ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ РАЗРАБОТКИ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Лурьев И.В.¹, Лурьева И.И.²

Научный руководитель заведующая лабораторией И.И. Лурьева²

¹Международный университет нефти и газа им. Ягшыгелди Какеева, г. Ашхабад, Туркменистан

²Туркменистан НИИ природного газа ГК «Туркменгаз», г. Ашхабад, Туркменистан

В настоящее время в Восточном Туркменистане выявлено большое количество газовых месторождений и перспективных структур, одной из особенностей, большинства которых является содержание в составе природного газа сероводорода малых, менее одного объемного процента, концентраций [1].

В разработке находятся: Сакар, Газлыдепе, Багаджа, Гугуртли-XV, Балгуйы, Демиргазык Балгуйы, Довлетабад и др. Несмотря на различия этих месторождений – равномерное или неравномерное распределение сероводорода по площади залежи или по разрезу, как правило, все они разрабатываются по традиционной схеме с очисткой газа от сероводорода на поверхности.

Таким образом, возникает задача разработки месторождения с непромышленным содержанием сероводорода в природном газе, позволяющая организовать непрерывный процесс добычи газа, очищенного от сероводорода в пластовых условиях, и регулировать показатели разработки независимо от величины запасов газа.

Авторами [4] предложена технология, позволяющая регулировать процесс пластовой сероочистки. Для этого разработка сероводородсодержащего газового месторождения должна сопровождаться перепуском газа из залежи в пласт-коллектор, который предварительно насыщен достаточным количеством поглотителя. Малосернистый природный газ проходит через неподвижную химически активную зону, где сероводород реагирует с поглотителем, а очищенный газ добывается системой эксплуатационных скважин.

В зависимости от геологических условий залегания природного газа в пласте можно выделить два вида распространения малых количеств сероводорода в природном газе:

1) сероводород определенной концентрации распределен равномерно по площади газовой залежи и сохраняет начальную концентрацию на весь период эксплуатации;

2) сероводород распределен по площади залежи неравномерно и, в зависимости от принятой системы размещения эксплуатационных скважин и темпов отбора газа, может перемещаться по пласту, меняя свою концентрацию в различных точках пласта.

Для залежей с равномерно распределенным сероводородом предлагается следующая технология [2].

При разработке газовой залежи с незначительным содержанием сероводорода в составе газа (менее 1 %) и равномерно распределенным по площади, возникает необходимость очистки газа от сероводорода в пластовых условиях. Для этого выбирается пласт-коллектор, обладающий хорошими фильтрационными свойствами, изолированный от других пластов и с низким пластовым давлением.

При отсутствии естественных поглотителей сероводорода в пласте-коллекторе рассчитывается объем искусственного поглотителя, закачиваемого в пласт-коллектор через эксплуатационные скважины, временно переведенные в нагнетательные. Наличие естественных поглотителей в пласте-коллекторе уменьшает объем закачиваемого искусственного поглотителя. Обработанная поглотителем часть пласта должна быть насыщена не более 0,3 порового пространства, что обеспечит неподвижность поглотителя. В качестве поглотителя могут быть использованы растворы карбонатов, силикатов, сульфатов щелочноземельных металлов и др. После организации в пласте-коллекторе химически активной в отношении сероводорода зоны, фонд имеющихся эксплуатационных скважин залежи переводится в эксплуатационные скважины пласта-коллектора и перепускные скважины, которые обеспечивают подачу сероводородсодержащего газа из основной залежи в пласт-коллектор. Взаимное расположение перепускных и эксплуатационных скважин может быть галерейным или площадным. Сероводородсодержащий газ по перепускным скважинам поступает в пласт-коллектор и, переходя зону, обработанную поглотителем сероводорода, очищается и добывается эксплуатационными скважинами на поверхность. Непрерывность процесса добычи газа, очищенного от сероводорода в пластовых условиях, обеспечивается принятой схемой взаимного расположения перепускных и эксплуатационных скважин и местом, и объемом обработанной поглотителем зоны пласта-коллектора.

Такая ситуация характерна для геолого-промысловых условий месторождений Гугуртли. Там в разрезе имеется около 20 продуктивных горизонтов, но только один из них, находящийся в средней части разреза, содержит сероводород в составе газа. Начало разработки сероводородсодержащего горизонта отложили на более поздний срок, в нем сохраняется более высокое давление по сравнению с выработанными по системе одновременно-раздельной эксплуатации выше- и нижележащими горизонтами. На сероводородсодержащий горизонт была пробурена индивидуальная сетка скважин. Таким образом, имеется большое количество практически выработанных горизонтов, обладающих хорошими коллекторскими свойствами и более низкими пластовыми давлениями. Имеющимся фондом эксплуатационных скважин этих горизонтов также можно будет более полно извлечь остаточные запасы, так как перепуск газа более высокого давления придаст дополнительную энергию газу, имеющемуся в пласте-коллекторе.

Наиболее простой является схема 1 с перепускной скважиной в центре обработанной зоны и эксплуатационными скважинами по краям. Для организации рациональной системы разработки более приемлема схема 2 с эксплуатационными скважинами в центре обработанной части пласта.

При значительных запасах газа возможно применение схемы 3 с галереями перепускных и эксплуатационных скважин, расположенных параллельными рядами, друг против друга, причем обработанная часть пласта может быть: в районе перепускных скважин; в районе эксплуатационных скважин; на всём участке между галереями [3].

Если запасы сероводородсодержащего газа настолько велики, что требуемый объем поглотителя превысит насыщенность порового пространства пласта-коллектора более 0,3, следует увеличить концентрацию раствора поглотителя, но обеспечить его неподвижность [5].

В продуктивном пласте с неравномерным распределением сероводорода по площади залежи с небольшими запасами предлагаем использовать схему 4 барьерной защиты бессернистых скважин.

В этом случае определяют вероятные направления фильтрации природного газа, несущего в своем составе сероводород, и в бессернистую часть пласта закачивают искусственный поглотитель в виде барьера, поглотительную способность которого определяют запасами сероводородсодержащего газа. Закачку производят через нагнетательные скважины, в качестве которых могут быть временно использованы эксплуатационные скважины, через которые впоследствии может добываться очищенный газ.

При значительных запасах газа, когда залежь разбурена блоками, и появляется угроза прорыва сероводорода в ранее бессернистые скважины, целесообразно применение схемы 5, когда барьер организуют на крайних скважинах блока, наиболее подверженных заражению сероводородом.

Таким образом, предложенные технологические схемы разработки газовой залежи с искусственной пластовой очисткой газа от сероводорода позволяют выбрать наиболее рациональную, в зависимости от геологических факторов, запасов газа, принятой системы размещения скважин и сравнительного анализа выбранных вариантов показателей разработки.

Литература

1. Бурлин Ю. К., Ступакова А. В. Геологические предпосылки перспектив нефтегазоносности шельфа российского сектора Северного Ледовитого океана // Геология нефти и газа. – 2008. – № 4. – С. 13-23.
2. Лурьева И.И. К разработке сероводородсодержащих месторождений природных газов // Проблемы освоения пустынь. – № 1-2, 2015. – С. 90 – 92.
3. Лурьева И.И. Разработка газовых месторождений с малым содержанием сероводорода. // В кн.: «Моделирование процессов разработки газовых месторождений и прикладные задачи газогидродинамики». – Ашхабад: Ылым, 1998. – С. 94 – 101.
4. Лурьева И.И., Батыров С.Ш., Мурадов А.Н., Аннамухамедов Д. Способ разработки газового сероводородсодержащего месторождения. / Патент РФ № 2028448, 1995.
5. Лурьева И.И., Мурадов А.Н., Халлиева О.П. Совершенствование технологии пластовой очистки природного газа от сероводорода малой концентрации. // В кн.: «Состояние и перспективы развития геолого-разведочных работ». – Ашхабад, Ылым, 1991. – С. 189 – 190

ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ ВЫСОКОРЕСУРСНОЙ КОНСТРУКЦИИ PDC ДОЛОТА

Матюхин М.А.

Научный руководитель профессор К.И. Борисов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Данное исследование представляет собой литературный обзор по проблеме формирования высокоресурсной конструкции PDC долота, рассмотрены основные направления в современной науке по теме исследования. Целью данной работы стало выявление наиболее перспективных направлений в науке по повышению ресурса использования PDC долот при бурении скважин.

Доля нефтегазового сектора в России на первый квартал 2022 года составляет рекордные 21, 7 % ВВП, что говорит об огромной значимости данной отрасли. Сегодня в России более 60 % скважин бурят при помощи буровых долот, армированных твердосплавными резцами PDC, а в Сибирском регионе на них приходится 85-90 % объема от общего количества промышленного бурения скважин. Очевидно, что исследования по проблеме увеличения ресурсности бурового инструмента, армированного пластинами PDC, на сегодняшний день являются достаточно актуальными.

Основной угрозой снижения темпов добычи является выход из строя породоразрушающего инструмента по причине его поломки. Совершенствование конструкции PDC долот даст возможность увеличить механическую скорость бурения и стойкость инструмента к износу. Долота, оснащенные пластинами PDC, используются при бурении горных пород, относящихся к средней и выше средней категории по буримости (V–IX категории). Основной особенностью таких долот является то, что при разрушении названных пород резцы долота самозатачиваются, при этом сохраняют острые кромки продолжительное время. Механическая скорость проходки при бурении скважин винтовыми забойными двигателями и при роторном бурении долотами данного типа в два раза выше, чем при бурении с помощью шарошечных долот, что объясняет их популярность у буровых компаний.

Анализ литературы по проблеме формирования высокоресурсной конструкции PDC долота показал, что данная тема широко исследуется как отечественными учеными, так и зарубежными. В ходе исследования были определены основные направления решения проблемы формирования высокоресурсной конструкции PDC долота:

1. Снижение вибрации на долото;
2. Изменение условий эксплуатации долот;
3. Диапазон оптимизированных параметров бурения;
4. Особенности конструкции, классификация и принцип работы PDC-долот;
5. Рабочие характеристики долота и характеристики износа;
6. Угол наклона плоскости реза к плоскости забоя, профиль долота и выбор материала;
7. Модель взаимодействия реза с породой;

8. Выбор долот PDC в соответствии с твердостью и абразивностью горных пород;
9. Теоретические аспекты методики оценки эффективности динамического разрушения горных пород породоразрушающим инструментом;
10. Вопросы прогнозирования разрушения горных пород;
11. Проблема преждевременного износа;
12. Классификация поломок пластин PDC;
13. Проектирование высокоресурсной конструкции PDC долот.

Анализ представленных исследований, показал, что решением проблемы формирования высокоресурсной конструкции PDC долота, может быть разработка и внедрение методических, а также технологических решений по снижению вибрационной нагрузки на режущее вооружение.

Снижение вибраций в процессе бурения за счет совершенствования конструкции PDC долот стало основой исследования Р.Р. Мингазова, Г.Г. Ишбаева, А.Г. Балута, А.Ю. Драгана, В.У. Ямалиева [2]. По мнению авторов, ресурс использования бурового инструмента по большей части зависит от условий его эксплуатации. Долото можно считать инструментом, используемым в самых тяжелых условиях эксплуатации. Это связано с его расположением. Долото непосредственно контактирует с разрушаемой горной породой. Из всего многообразия породоразрушающего инструмента самыми популярными являются PDC долота. Этот тип породоразрушающего инструмента используется в широком диапазоне твердости горных пород. Последние изменения конструкции PDC долот с целью повышения виброустойчивости, значительно расширили их применение в сложных геологических условиях.

Возникновение осевых вибраций – результат воздействия на буровой инструмент статической и динамической осевой нагрузки, которая возникает при взаимодействии долота с горной породой. При прохождении участков, где встречаются разные по твердости горные породы, резы PDC долота то заглубляются, то всплывают. Из-за упругости буровой компоновки, ее длина в процессе работы меняется циклически, то в большую, то в меньшую сторону. Такие изменения приводят к колебанию осевой нагрузки, которые могут усилиться, если войдут в резонанс. Недостаточная осевая нагрузка на долото приводит к радиальным колебаниям.

Следствием недостаточной осевой нагрузки на долото является воздействие на резы основного вооружения сил, в разы отличающихся друг от друга. Резец основного вооружения становится мгновенной осью вращения, которая не совпадает с геометрической осью скважины. При таком распределении сил долото начинает кидать по забою в радиальных направлениях, что приводит к преждевременному выходу из строя основного вооружения.

Для борьбы с деструктивными последствиями вибрации существуют множества различных решений, начиная с изменения режимов бурения, оканчивая включением в состав буровой компоновки различных амортизирующих и демпфирующих устройств. Представленные решения направлены на борьбу с уже возникшими вибрациями. Более рациональным, на наш взгляд, не допускать в процессе бурения появления вибраций. Так, как первоисточником значительных возмущений является само долото, разработка конструктивных изменений, направленных на снижение вибрации, является весьма перспективной задачей.

Проблема снижения вибрации при бурении затронута также в работах Warren T. и Sinor L. [1]. В исследовании рассматривается влияние вибрации на срок службы породоразрушающего инструмента. Вызванные вибрацией повреждения при ударе, сколы реза, вызванные неэффективным сдвигающим действием в центре долота PDC, могут значительно снизить скорость проникновения и общую эффективность бурения в широком диапазоне пластов. Чтобы решить проблему, была запущена научно-исследовательская инициатива по исследованию новых конструкций резцов.

В рамках данной инициативы проведены эксперименты с количеством и размещением резцов PDC с целью снижения вибрации. Результатом исследования стало создание инновационного поликристаллического алмазного элемента конической формы (CDE), имеющим сверхтолстый слой синтетического алмаза. Конический элемент прошел обширные лабораторные испытания, чтобы оценить его потенциал для улучшения производительности долота PDC. Используя испытательное устройство с одним резцом, инженеры измерили способность элемента разрушать породу на различной глубине резания. Они определили, что CDE демонстрирует увеличение эффективности резания до 70% по сравнению со стандартными резаками PDC.

Работы В.В. Чулковой [4] посвящены адаптации долот PDC к эффективной работе в средних по твердости и твердых горных породах. Для производителей долот PDC автором предложен ряд конструктивных решений (опций) по усилению их антивибрационного вооружения.

Следует отметить, что при разработке технологических программ бурения в условиях разбуривания средних по твердости и твердых горных пород, выбору усиленного антивибрационного вооружения долота PDC не уделяется должного внимания. В основе выбора PDC долота для бурения, большинство буровых и сервисных компаний руководствуются кодами Международной ассоциации буровых подрядчиков (IADC) и общим описанием в каталогах производителя. Основной причиной такого положения является отсутствие научно обоснованных методических и технологических решений по выбору долот PDC с усиленным антивибрационным вооружением.

Это приводит к нерациональному использованию конструктивных особенностей PDC долот. Таким образом, разработка научно обоснованных методических и технологических решений по выбору долот PDC с усиленным антивибрационным вооружением для повышения эффективности бурения в условиях вибраций является актуальным. Основными компонентами антивибрационного вооружения автор называет антивибрационные вставки по лопастям, двухрядное расположение резцов, импрегнированную защиту за резцом, специальное композиционное покрытие и регулировку выступа реза над этим покрытием, резы PDC, обладающие ударной, абразивной и термомеханической стойкостью, ступенчатый профиль долота и виброзащитные устройства в компоновке низа буровой колонны. Кроме перечисленного сюда же следует отнести и антивибрационные промывочные эмульсии.

Результаты проведенных экспериментальных исследований подтвердили, что средняя механическая скорость проходки у долота с антивибрационными вставками выше, чем у долота без антивибрационных вставок,

а также, что использование усиленного антивибрационного вооружения снижает амплитуду крутящего момента при работе долота PDC. Показано, что внедрение специальных более износостойких резцов и применение виброгасителей может привести к значительному увеличению ресурса долота, а также повышению средней механической скорости при строительстве скважин [3].

Анализ представленных источников позволяет сделать вывод о том, что процесс бурения постоянно сопряжен с риском повреждения алмазного вооружения долота, вплоть до выхода его из строя. Ухудшение состояния резцов негативно сказывается на эффективности дальнейшего бурения, которая выражается в снижении механической скорости бурения и проходки на долото. На износ PDC резцов влияют свойства материала, из которого они изготовлены, а также неверно подобранные режимы разбуривания.

Последние приводят к вибрациям, неравномерному резанию, резким изменениям реактивного момента и потере устойчивости компоновки для разбуривания, что повышает риск повреждения алмазных резцов и иного оборудования, входящего в компоновку. Решением проблемы формирования высокоресурсной конструкции PDC долота может быть разработка и применение методических и технологических решений по снижению вибрационной нагрузки на режущее вооружение.

Литература

1. Warren T., Sinor L. PDC Bits: What's Needed to Meet Tomorrow's Challenge // SPE. – 1994. - 27978.
2. Мингазов Р. Р. и др. Снижение вибрации в процессе бурения путем совершенствования конструкции PDC долот // Бурение и нефть. – 2021. – №. 4. – С. 14.
3. Чулкова В.В. Ресурсосберегающая технология бурения скважин долотами PDC в условиях перемежающихся по твердости горных пород / В.В. Чулкова // Бурение и нефть. – 2015. – № 2. – С. 56 – 57.
4. Чулкова, В.В. Разработка методических и технологических решений по выбору долот PDC с усиленным антивибрационным вооружением [текст]: - дисс. ... канд. техн. наук/ В. В. Чулкова. – Москва, 2017. – 148 с.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА Макаров А. Н.

Научный руководитель доцент кафедры нефтегазовых технологий Турбаков М.С.
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Существует множество методов исследований на всех этапах геологоразведочных работах, например: геофизические, геологические, гидрогеологические, геохимические, гидродинамические и другие. Они позволяют получить важные данные об объекте исследования, об условиях и интенсивности притока нефти, газа и воды в скважину. Эта информация нужна для использования более рациональных методов разработки, для обоснования способа добычи и более правильного выбора оборудования.

Геологические методы исследования составляют: бурение скважин различного назначения, проведение геологосъёмочных работ с составлением геологических карт различных масштабов, обработка полученных данных о свойствах и строении продуктивных пластов, а также параметрах залежей и местоскоплениях нефти и газа. На региональном этапе производят бурение опорных и параметрических скважин, на разведочном — разведочных, а на поисковом — структурных и поисковых.

Геофизические методы исследования скважин являются важным звеном в процессе поиска, разведки, разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа. Комплекс геофизических исследований скважин позволяет решать следующие задачи: изучать геологическое строение разреза скважины, выделять пласты – коллекторы нефти и газа, делать подсчёт запасов нефти и газа, определять техническое состояние ствола скважины и другие. Геофизические методы исследования производят с помощью специальных установок, называемых каротажными станциями.



Рис. Схема проведения геофизических исследований в скважине

Геохимические методы исследований базируются на обнаружении углеводородов в толще горной породы выше, чем располагаются залежи нефти и газа, обусловленные миграцией углеводородов по системам трещин. Если обратиться к наземным геохимическим исследованиям, то можно выделить: газовый каротаж и съёмку, радиохимический метод и другие. В свою очередь глубинные методы проводят на всех шагах поисково-разведочных работ.

Гидрогеологические методы исследования скважин необходимы для поисков и разведки подземных вод, для организации водоснабжения, разведки, оценки запасов минеральных, промышленных и теплоэнергетических подземных вод, изучения гидрогеологических условий месторождений. Гидрогеологические исследования в разведочных скважинах проводятся на нефтеносных и водоносных пластах путём замеров давлений на забое и устье скважин.

Гидродинамические методы исследования скважин представляет собой систему исследований, производимых на скважинах с целью замера глубинными приборами некоторых параметров (дебитов, температур, изменения забойных давлений и других). Данное исследование даёт возможность определить первоначальное пластовое давление, коэффициент продуктивности скважин, а также гидродинамическую связь между скважиной и пластом.

Литература

1. Мстиславская Л. П. Основы нефтегазового дела. – 2010.
2. Слюсарев Н. И. Основы разработки нефтяных месторождений. – 2004.
3. Шагиев Р. Г. Исследование скважин по КВД. – 1998.

РАЗРАБОТКА ИНСТРУМЕНТА АНАЛИЗА ТЕКУЩЕЙ И НАКОПЛЕННОЙ КОМПЕНСАЦИИ

Овчаренко Д.М., Стрюк С.О., Овчаренко А.М.

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Существующий на сегодняшний день подход по анализу накопленной компенсации основан на расчете основных показателей скважины (дебит нефти, воды, жидкости и др.), при этом влияние скважин друг на друга можно оценить, задав радиус поиска. Вычисления производятся в MS Excel.



Рис. 1. Отображение скважин в радиусе

сен.22	Сумм=	15.2	108	86	φ	Состояние	Расстояни
	ЧН, т/сут	ЧЖ, т/сут	% H2O	Q3, м3/сут			
2	5	16	71		РАБ.	562	
1					Б/Д ТГ	0	
3	2	16	90		РАБ.	566	
4	3	32	92		РАБ.	486	
5	2	16	89		РАБ.	623	
6	1	17	95		РАБ.	476	
7	4	11	67		РАБ.	526	

Рис. 2. Отбор по скважине в радиусе поиска

При этом, в указанном подходе не рассматривается влияние по ячейке заводнения. Как следствие, указанные коэффициенты участия скважин не обоснованы расчетными вычислениями. Кроме того, существующий инструмент в применяемом подходе визуально перегружен – информация представлена в виде множества графиков, ячеек с данными, вкладок с расчетами, что доставляет сложность в восприятии информации. На решение указанных проблем направлена исследовательская часть работы.

Для расчета коэффициента участия скважин был применен блочный анализ, при котором объемы определяются пропорционально углам притоков в каждый элемент, имеющий общую скважину [1]. Для примера рассмотрим месторождение, представленное семи-точечной системой разработки, нагнетательную скважину № 1, которая действует на 6 добывающих скважин. Коэффициенты участия были расставлены согласно структурным картам. Все промежуточные вычисления выполнялись с использованием Microsoft Visual Basic.

Далее, согласно проектным документам, в «макет» инструмента внесены значения объемного коэффициента, плотности нефти, и проектной компенсации. Входными данными для расчета приняты дебит жидкости, обводненность, из которых рассчитываем отбор по каждой добывающей скважине с учетом «соседей». Для оценки премистости взяты фактические объемы закачки по нагнетательным скважинам, рассчитаны текущие и накопленные

значения приемистости [2]. Таким образом, значение фактической компенсации определяется, как отношение фактической приемистости к сумме отборов жидкости с учетом влияния скважин. Расчеты были выполнены для 4 месторождений добывающего Общества.

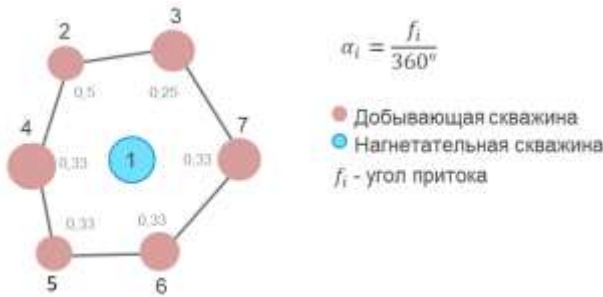


Рис. 3. Оценка веса скважин [2]

РАСЧЕТНАЯ ОЦЕНКА ОТБОРА КАЖДОЙ СКВАЖИНЫ

- Дебит нефти, т/сут
- Дебит воды, м³/сут
- Дебит жидкости в пл. усл. с учетом коэфф. уч. скв, м³/сут
- Дебит жидкости, м³/сут
- Обводненность, %

РАСЧЕТНАЯ ОЦЕНКА ПРИЕМИСТОСТИ СКВАЖИНЫ

Аллоцированная Q_ж - Кпр ΔQпр = Qпроект - Qфакт

РАСЧЕТНАЯ ОЦЕНКА КОМПЕНСАЦИИ

$k_{факт} = \frac{Q_{пр. факт}}{\sum Q_{аллок}} = \dots$

Рис. 4. Отбор по скважине в радиусе поиска

Реализация визуализации инструмента была выполнена на платформе Qlik View. Инструмент включает в себя возможность анализировать темпы отбора и закачки по каждой скважине за выбранный период, а также сравнивать полученные значения по текущей и накопленной компенсации с проектными. Данные значения можно также рассмотреть в срезе заданных дат, а также дополнительно проанализировать текущий и накопленный объем закачки воды.

Разработанный инструмент позволяет оценить влияние скважин друг на друга. Выбрав любую добывающую скважину, можно рассмотреть среднее значение компенсации от всех воздействующих на неё скважин, а также посмотреть влияние каждой скважины в отдельности. Аналогично можно выбрать любую нагнетательную скважину и рассмотреть среднее значение компенсации всех добывающих скважин в ее ячейке, либо точно оценить компенсацию.

Передача и преобразование данных осуществляется следующим образом: выгрузки по нагнетательному и добывающему фонду отправляются в анализатор, где происходит их автоматическая обработка и пересчет недостающих параметров, которые затем выгружаются в итоговые сводки по добыче и закачке для каждого вида компенсации отдельно, и в конечном итоге представлены в виде дашборда.



Рис. 5. Динамика компенсации

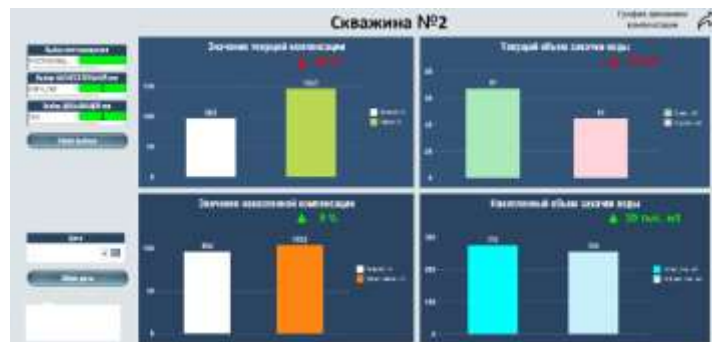


Рис. 6. Анализ компенсации и объемов закачки за выбранный период

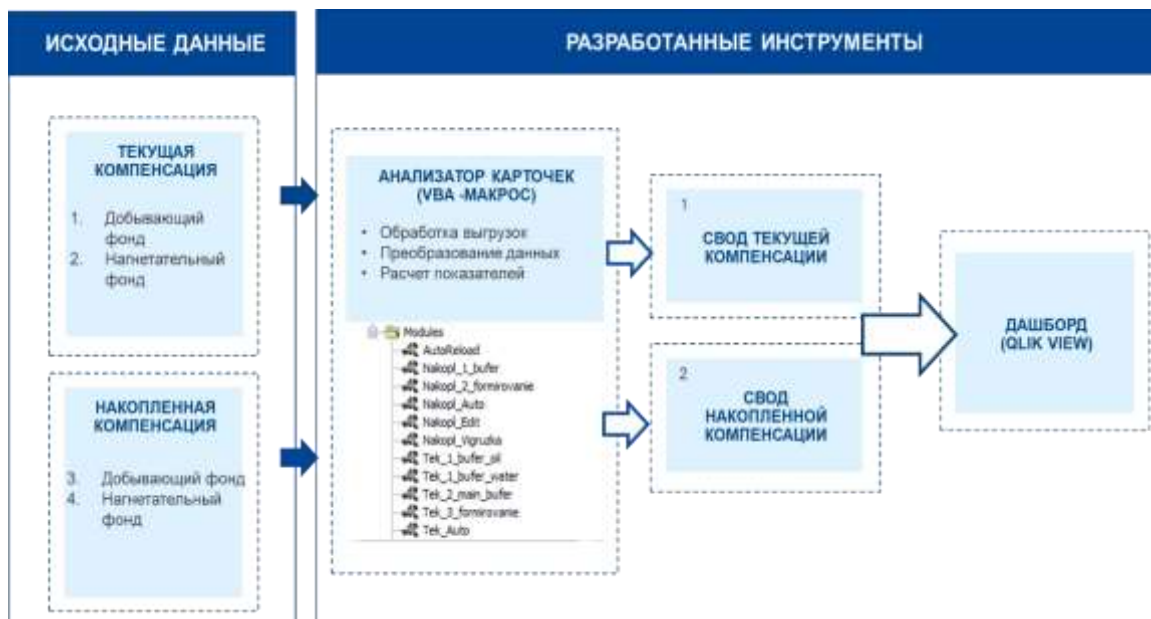


Рис. 7. Архитектура данных

Основные возможности инструмента:

1. Поскважинный анализ темпов отбора и закачки жидкости за выбранный период;
2. Сравнение полученных показателей с проектным значением;
3. Анализ влияния каждой нагнетательной скважины внутри ячейки заводнения;
4. Помощь специалисту в принятии решений по необходимости корректировки режима работы нагнетательных скважин;
5. Автоматизированная актуализация данных дашборда.

Расчёт значений коэффициентов участия реализован автоматизированным, на основе базы координат скважин. Для выполнения расчетов необходимо задать номера скважин, формирующих ячейки заводнения. В настоящий момент, приоритетной задачей является автоматизация формирования ячеек заводнения исходя из параметров работы скважин, их координат

Литература

1. Chapman L. R., Thompson R. R. Waterflood surveillance in the Kuparuk River Unit with computerized pattern analysis // Journal of petroleum technology. – 1989. – Т. 41. – №. 03. – С. 277-282.
2. Абидов Д. Г., Камартдинов М. Р. Метод материального баланса как первичный инструмент оценки показателей разработки участка месторождения при заводнении // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2013. – Т. 322. – №. 1. – С. 91-96.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ И ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПЛАСТА Ю₁¹ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ N (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Панин В.Р.

Научный руководитель доцент Т.Г. Перевертайло

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Объектом изучения являются отложения пласта Ю₁¹ васюганской свиты верхней юры нефтегазоконденсатного месторождения N Томской области. Цель исследования – изучение закономерностей распространения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов на основе построения трехмерной геологической модели залежи нефти в ПК РН-ГЕОСИМ (ООО «РН-БашНИПИнефть»). После загрузки исходных данных проведена интерпретация данных ГИС, выполнена детальная корреляция разрезов скважин, построены литологические колонки, выделены коллектора, рассчитаны A_{ps} , коэффициенты песчаности, объемной глинистости (V_{sh}), пористости (K_{por}), проницаемости (рис. 1).

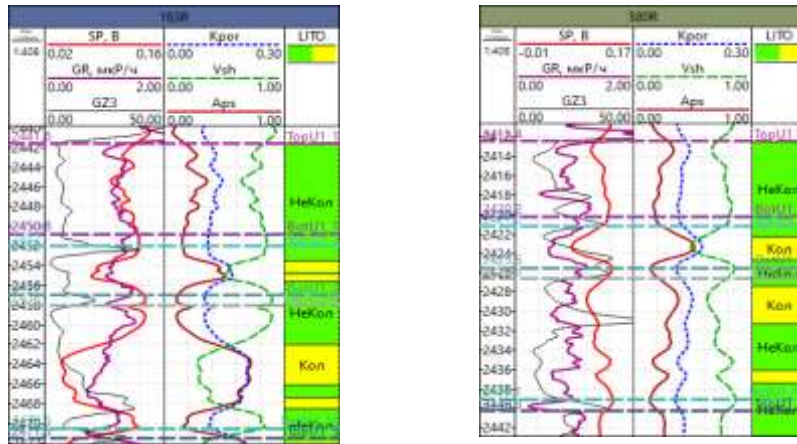


Рис. 1. Интерпретация данных ГИС по скважинам 183R и 580R

После построения структурного каркаса модели проведено моделирование куба литологии. В объеме коллекторов построены трехмерные модели пористости, проницаемости, нефтенасыщенности по осредненным данным ГИС.

При моделировании куба пористости интерполяция между наблюдаемыми точками проводилась методом Kriging, при условии, что в коллекторах значения пористости выше граничных, а в неколлекторах – ниже граничных. Для оценки достоверности построенной модели пористости проведен анализ гистограмм пористости по РИГИС, осредненным данным ГИС и кубу пористости. Для контроля вертикальной изменчивости сопоставляются геологостатистические разрезы по модели и скважинным данным [1]. Куб проницаемости строился на основании ранее рассчитанного коэффициента проницаемости. За вертикальный тренд принимался куб пористости.

Средняя пористость коллекторов изучаемого пласта 15,2 %, породы, обладающие наибольшей пористостью расположены в юго-западной части пласта (рис. 2).

Наиболее проницаемые породы расположены в юго-западной части пласта (рис. 3), средний коэффициент проницаемости $1,50 \cdot 10^{-3}$ мкм².

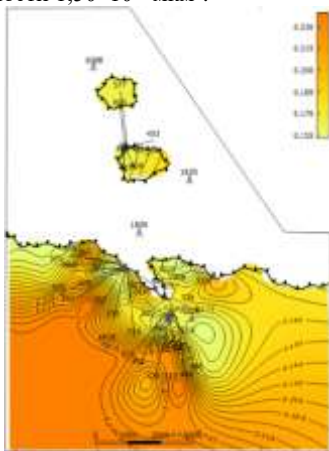


Рис. 2. Карта средних значений пористости пласта Ю₁¹ месторождения N

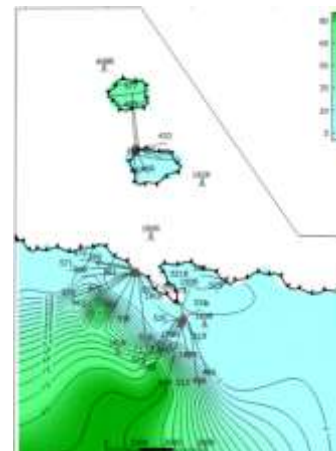


Рис. 3. Карта средних значений проницаемости пласта Ю₁¹ месторождения N

Расчет водонасыщенности

Для расчета водонасыщенности был построен куб капиллярного давления по формуле:

$$P_c = \rho_w - \rho_n \cdot g \cdot h \quad (1)$$

где ρ_w – плотность воды, ρ_n – плотность нефти, g – ускорение свободного падения, h – высота над контактом с водой.

Затем, куб капиллярного давления был пересчитан в водонасыщенность. В проект были загружены данные ОФП воды (Scal water) и по ним построена диаграмма зависимости насыщенности породы водой от капиллярного давления, далее по формуле была посчитана водонасыщенность [2].

$$S_w = \text{Scal water} \cdot P_c \quad (2)$$

Средняя водонасыщенность по пласту равна 41,3 %.

Подсчет объемов запасов УВ производился по стандартной методике [3]. Величина запасов, полученная при геологическом моделировании, по сравнению с запасами, подсчитанными по традиционной методике, представлена в таблице 1.

Таблица 1

Подсчетные параметры и геологические запасы нефти, посчитанных традиционным способом (2D) и на основе трехмерной (3D) геологической модели

Пласт	Сетка	Объем нефтенасыщенных пород (тыс. тонн)	Кп у.ед.	Кн у.ед.	Геологические запасы нефти (тыс. тонн)
Ю ₁ ¹	2Д	1884	0,15	0,55	6052
	3Д	1962	0,152	0,56	6271
	%	3,98	1,32	1,79	3,5

Наиболее перспективные для разработки пласта зоны находятся в юго-западной и центральной частях месторождения, средняя пористость коллекторов рассматриваемого пласта 15,2 %, средняя нефтенасыщенность 58,7 % средняя проницаемость $1,50 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Таким образом, в результате проведенной работы получена объемная цифровая модель продуктивного пласта Ю₁¹ месторождения N, которая отражает его геологическое строение. Сходные значения запасов, полученных по результатам трёхмерного моделирования и рассчитанных по традиционной методике, позволяют утверждать о высокой достоверности полученных результатов.

Полученные результаты исследований могут быть использованы при составлении проектных документов, при анализе разработки месторождения и при уточнении геологического строения.

Литература

1. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений (Ч.1. Геологические модели). – М. ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 164 с.
2. Закревский К.Е. Геологические 3D моделирование. – М.: ООО ИПЦ Маска, 2009. – 376 с.
3. Петерилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 258 с.

МЕТОДИКА ОПТИМАЛЬНОГО ПОДБОРА ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С ПРИМЕНЕНИЕМ КРИТЕРИАЛЬНОГО ОТБОРА

Полянский В.А.

Научный руководитель профессор Чернова О.С.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разработка месторождений Западной Сибири характеризуется рядом факторов, а именно:

- месторождения находятся на 2, 3 и 4 стадиях разработки (основная часть фонда разбурена);
- снижение пластовых давлений;
- выработка запасов и повышение доли ТРИЗ в активах нефтедобывающих компаний.

В таких условиях основной прирост добычи на разрабатываемых месторождениях обеспечивается за счет ввода в эксплуатацию отдельных залежей в пределах месторождения, а также реализации программ проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Подбор ГТМ – комплексная инженерная задача, решение которой осложняется тем, что эксплуатационный фонд на месторождениях достигает нескольких тысяч скважин, а некорректная оценка потенциала ГТМ на конкретной скважине может грозить снижением добычи относительно фактических значений, а также различными технологическими проблемами (прорыв трещины ГРП в водоносные горизонты, увеличение скин-фактора за счет некорректной обработки призабойной зоны пласта).

Таким образом, целью данной работы является разработка эффективного «интегрированного» подхода к подбору ГТМ в условиях Западной Сибири. Выбор ГТМ должен проводиться на основе выработанных «критериев отсечения» по каждому типу ГТМ. Подход должен включать в себя следующее:

1. Корректная оценка потенциала от проведения ГТМ.
2. Учет особенностей/опыта разработки месторождения.
3. Возможность проведения критериального отбора автоматически на основе актуальных данных по скважине.
4. Расчет экономической эффективности ГТМ.

Прежде всего, необходимо определить, что будет являться исходными данными для метода. Поскольку информацию по скважине необходимо отслеживать в динамике (например, рост обводненности и газового фактора – данные параметры могут служить ограничениями для проведения ряда ГТМ), в качестве входных данных необходимо использовать технологические режимы, которые планируются ежемесячно. Также необходимы параметры объекта разработки и характеристики скважины. Помимо этого, для экономической оценки мероприятия необходимо учитывать цены на углеводороды и стоимость проведения ГТМ. Таким образом, можно выделить следующий набор данных, который необходимо использовать в рамках интегрированного подхода по подбору:

СЕКЦИЯ 6. ТЕХНОЛОГИИ ОЦЕНКИ, УПРАВЛЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

- Технологические режимы скважин.
- Конструкции скважин.
- PVT-данные (объемные коэффициенты, вязкости и плотности флюидов в поверхностных и пластовых условиях);
- Результаты геофизических и гидродинамических исследований скважин.
- Информация по фонду скважин (эксплуатационный, прочий).
- История проведения ГТМ.
- Экономические параметры.

Далее этот набор данных по всем скважинам должен быть подвергнут критериальному отбору. В рамках данной работы рассматривались следующие типы ГТМ: гидравлический разрыв пласта (ГРП), обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ), вывод скважины из бездействия (ВБД), перевод скважины на выше- и нижележащие горизонты (ПВЛГ, ПНГЛ), оптимизация насосного оборудования (ОПТ). Главным критерием применимости является принадлежность скважины к фонду и ее текущее состояние. Например, если скважина находилась в работе, она не может быть предложена системой на ВБД. Далее скважины проверяются на ряд выработанных критериев на основании технологических ограничений и опыта разработки. Критерии можно условно разделить на категории (таблица).

Таблица

Пример условного деления критериев отсека на группы

Геологические	Технологические	Конструкционные	Экономические
Малая мощность пласта	Высокая обводненность	ЭЦН с пакером (нельзя провести ГРП)	Низкий прирост нефти
Низкое пластовое давление	Высокий газовый фактор	Скважина с УЭЦН (нельзя предложить на механизацию)	Низкий прирост жидкости

Для корректной оценки потенциала учитывался накопленный производственный опыт и анализ научных трудов отечественных и зарубежных авторов. Так, для расчета дебита вертикальной скважины используется уравнение Дюпюи (при ОПЗ целевой скин-фактор равен 0, для ГРП – минус 4.7), для горизонтальной скважины используется формула Джоши. Для многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальной скважине использовалась формула Бабу-Оди [3]. Также важным методологическим инструментом служил узловой анализ (в том числе и нестационарный), который не только позволял анализировать эффективность насосного оборудования, но и оценивать дебит скважины, после приобщения к разработке еще одного пласта (рисунок 1).

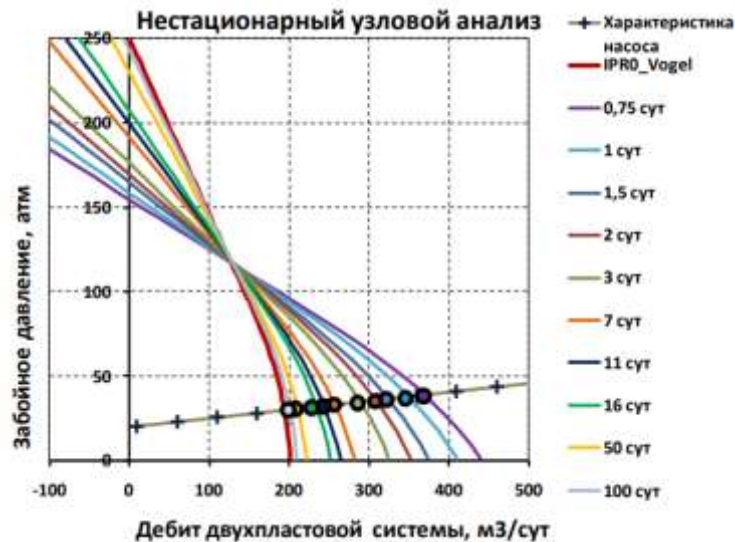


Рис. 1. Использование нестационарного узлового анализа при проведении ГТМ по приобщению пласта [2]

Профили добычи флюида (нефть и жидкость) рассчитываются из темпов падения, которые характерны для данного месторождения. Усредненные темпы падения применяются для расчета добычи жидкости и нефти после проведения ГТМ на горизонте планирования 25 лет (рисунок 2).

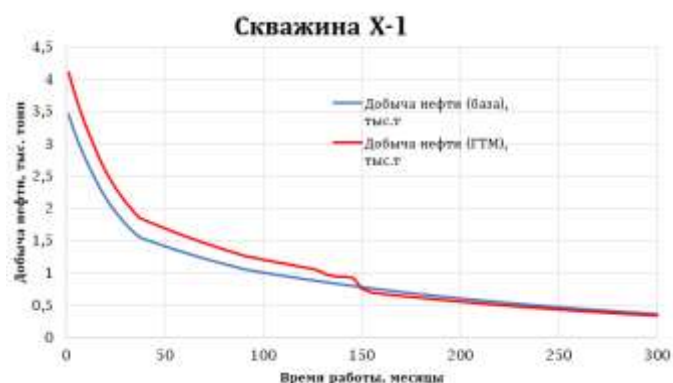


Рис. 2. Пример профиля добычи базового варианта эксплуатации скважины и варианта с применением ГТМ

Перед проведением расчетов, специалист может задать необходимые параметры (коэффициенты достижения, величины компенсаций и приростов, скин-факторы) на основании данных о конкретном месторождении и опыта его разработки.

После расчета и анализа соответствия скважин с ГТМ критериям отклонения, из базы данных со скважинами образуется 3 группы – кандидаты на ГТМ (критерии не сработали), не кандидаты на ГТМ (какой-то из критериев отклонения сработал), ошибки (некорректные значения данных, нефизичные приросты – для данных скважин необходимо дополнить исходные данные или проверить процесс расчета). Инженеры по разработке месторождений, оперируя с предложенной базой кандидатов, могут корректно спланировать программу проведения ГТМ на ближайшие месяцы.

Подводя итог, предлагается следующая оптимальная схема для эффективного процесса подбора ГТМ, которая представлена на рисунке 3.



Рис. 3. Принципиальная схема интегрированного подхода к подбору ГТМ с учетом критериального отбора

Данная методика успешно нашла свое применение в компании «Газпромнефть» в рамках проекта «Актив будущего» [2]. Так, эффект от ГТМ (подобранных программным продуктом на основе данной методики) для дочернего общества X в 2021 году составил более 130 миллионов рублей, что почти в два раза выше, чем в 2020 году. В других дочерних обществах программный продукт на основе описанного подхода также доказал свою эффективность.

Дальнейшим направлением развития метода может стать применение методов машинного обучения. Так, создание нейронной сети позволит проводить подбор оптимальных параметров ГТМ на основе скважин-аналогов (составы для ОПЗ, параметры ГРП). Также существует необходимость доработки методики для учета интерференционного взаимовлияния предлагаемых кандидатов для подбора наиболее оптимального комплекса ГТМ (для нескольких скважин). Помимо этого, для более оптимальной работы инструмента, необходимо учитывать уже накопленный опыт и историю согласования ГТМ на скважинах специалистами, чтобы улучшить автоматический подбор кандидатов в будущем.

Таким образом, в рамках данной работы был выработан оптимальный алгоритм подбора ГТМ на месторождениях Западной Сибири. Предложенный набор входных данных анализируется методом критериального отбора на базе программного алгоритма, на основании которого формируется база кандидатов на проведение ГТМ. Данная методика нашла активное применение в дочерних обществах компании «Газпромнефть». Её применение позволило не только упростить процесс работы с фондом скважин в целях подбора кандидатов на ГТМ, но и максимизировать прибыль от реализации мероприятий за счет дополнительной добычи нефти.

Литература

1. Мищенко Н. Т. Скважинная добыча нефти. Изд-во " Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. Н. – 2003.
2. Юдин Е.В. и др. Новые подходы к оценке потенциала добычи//Нефтяное хозяйство. – 2021. – №. 11. – С. 114-119.
3. Babu D.K., Odeh A.S. Productivity of a horizontal Well // SPE-18298. – 1988. – <https://doi.org/10.2118/18334-MS>

4. Vogel J. V. Inflow performance relationships for solution-gas drive wells //Journal of petroleum technology. – 1968. – Т. 20. – №. 01. – С. 83-92.
5. Yudin E., Lubnin A. Simulation of multilayer wells operating //SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition. – SPE, 2011. – С. SPE-149924-MS.

КИСЛОТНАЯ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩАЯ КОМПОЗИЦИЯ НА ОСНОВЕ ГЭР

Сайденцаль А.Р.¹, Козлов В.В.^{1,2}, Шолидодов М.Р.¹

Научный руководитель профессор Л.К. Алтунина^{1,2}

¹Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Вовлечение в разработку запасов тяжелых высоковязких нефтей требует создания новых или оптимизацию существующих методов повышения нефтеотдачи пластов, в частности, комплексных физико-химических методов, основанных на применении химических реагентов для увеличения нефтеотдачи (таких как растворы ПАВ, кислот, щелочей и т. д.) [2]. Традиционно частью комплексных методов является закачка химических реагентов в пласт, которые оказывают влияние на породу пласта и пластовые флюиды. К сожалению, такие химические составы обладают определенным нерегулируемым набором физико-химических характеристик: фиксированные значения вязкости, pH и температуры застывания.

Альтернативным подходом к созданию химических композиций для комплексных физико-химических методов увеличения нефтеотдачи может выступить их разработка на принципах «зеленой химии», базирующихся на использовании глубоких эвтектических растворителей (ГЭР). Совсем недавно в литературе появились сведения о применении ГЭР в различных отраслях науки и промышленности. ГЭР представляет собой эвтектическую смесь кислот и оснований Льюиса и Бренстеда, характеризующуюся более низкой температурой плавления, чем температура плавления отдельных компонентов за счет делокализации заряда посредством водородных связей. Один компонент является акцептором, другой - донором водородных связей. Для приготовления ГЭР не требуется растворитель и отсутствует образование побочных продуктов, что немаловажно, а следовательно, не требуется дополнительная очистка конечного продукта [3].

В связи с вышеизложенным, большой научный и практический интерес представляет оценка возможности создания химических композиций для увеличения нефтеотдачи, на основе нового класса таких комплексных соединений.

В качестве основы рассматривалось создание трех бинарных систем ГЭР и одной тройной системы на их базе. В качестве компонентов выбраны полиол, аддукт неорганической кислоты и карбамид.

Для исследований были приготовлены ряды бинарных систем «борная кислота - карбамид», «глицерин - борная кислота», «глицерин - карбамид» путем механического смешения компонентов в молярном соотношении от 1:10 до 10:1. Для этого компоненты бинарной системы в заданном мольном соотношении помещались в колбу, которую нагревали на песчаной бане при постоянном перемешивании до образования прозрачного раствора. Расплав переливали в ступку и дожидались полного остывания. Остывшие полученные расплавы растирали в ступке до мелкого состояния (до однородного порошка). С помощью аппарата для измерения температуры плавления «Stuart SMP 30» определяли температуру плавления каждой бинарной смеси разного состава.

На основании полученных значений температур плавления бинарных смесей различного мольного состава строили диаграммы фазового равновесия (10 точек температуры плавления для каждой бинарной системы, по одной для каждого мольного соотношения), из которых находили соотношение компонентов, соответствующее эвтектическому составу ГЭР и температуру в точке эвтектики.

Бинарная система «борная кислота - карбамид» при соотношении 40 % мол. и 60 % мол. соответственно имеет одну точку эвтектики при 67 °С. Для бинарной системы «глицерин – борная кислота» характерна одна точка эвтектики при минус 26,5 °С для состава 30 % мол. борной кислоты и 70 % мол. глицерина. Для бинарной системы «глицерин – карбамид» так же характерна одна точка эвтектики при температуре кристаллизации минус 26,8 °С для состава 60 % мол. глицерина и 40 % мол. карбамида. Образования химических соединений не наблюдается во всех полученных бинарных системах.

Исходя из полученных данных диаграмм плавкости бинарных систем, была построена трехкомпонентная система «борная кислота - глицерин - карбамид». Для тройной системы «борная кислота - глицерин - карбамид» при соотношениях компонентов 18 % мол. борной кислоты, 38 % мол. карбамида и 44 % мол. глицерина, соответствующих эвтектическим составам в бинарных системах, температура кристаллизации составляет минус 38,9 °С. На рисунке представлена диаграмма состояния трехкомпонентной системы «борная кислота – глицерин – карбамид».

С использованием трехкомпонентной системы ГЭР «борная кислота – карбамид – глицерин», в соотношениях, соответствующих эвтектическим составам, и ПАВ создана кислотная нефтевытесняющая наноструктурированная композиция.

Физико-химические исследования полученной нефтевытесняющей композиции показали широкие возможности для регулирования ее свойств. Кислотная нефтевытесняющая композиция на основе ГЭР применима в широком интервале температур, от 10 до 250 °С. Можно регулировать плотность композиции от 1,1 до 1,3 кг/м³; вязкость – от единиц до сотен мПа·с; температуру застывания – от минус 20 до минус 60 °С. Значение водородного показателя pH находится в пределах 1,3–2,6.

Композиция совместима с минерализованными пластовыми водами, не дает осадков при разбавлении, снижает набухание глинистых минералов породы-коллектора и восстанавливает начальную проницаемость пласта. Образующийся в пласте за счет нейтрализации карбонатной породы и гидролиза компонента композиции CO_2 снижает вязкость нефти. За счет регулируемой вязкости композиция может перераспределять фильтрационные потоки в неоднородном пласте и увеличивать охват пласта заводнением. В пласте под действием пластовой температуры или закачиваемого теплоносителя образует CO_2 и аммиачную буферную систему [1].

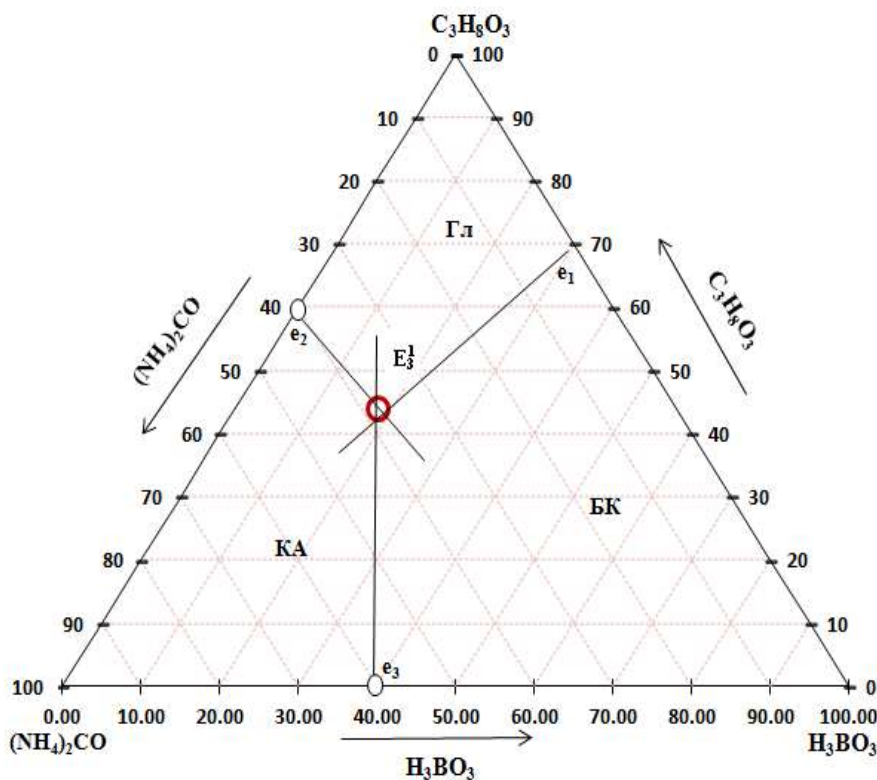


Рис. Диаграмма состояния трехкомпонентной системы «борная кислота - глицерин - карбамид»

В результате взаимодействия композиции с карбонатным коллектором выделяется CO_2 , при растворении которого вязкость нефти снижается в 2-6 раз, что способствует увеличению степени извлечения нефти. В результате гидролиза карбамида и образования непосредственно в пласте щелочной буферной системы рН системы увеличивается с 2,8-3,1 до 8,8-10,0. Композиция химически эволюционирует, превращаясь в щелочную нефтewытесняющую композицию с высокой буферной емкостью, тем самым создаются оптимальные условия для нефтewытеснения, за счет уменьшения межфазного натяжения, разжижения высоковязких слоев или пленок на границах нефть – вода – порода. В случае низких температур есть возможность использовать терморегулятор.

Физическое моделирование процесса нефтewытеснения с использованием разработанной композиции на модели неоднородного пласта применительно к условиям пермокарбонатной залежи Усинского месторождения показала высокую нефтewытесняющую способность композиции на основе ГЭР: прирост коэффициента нефтewытеснения составил 6,5 – 21,3 %.

Работа выполнена в рамках государственного задания Института химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР № 121031500048-1).

Исследование выполнено при поддержке Программы развития Томского государственного университета (Приоритет-2030).

Литература

1. Алтунина Л. К. и др. Нефтewытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – №. 4. – С. 281-288.
2. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений // Успехи химии. – 2007. – Т. 76. – №. 10. – С. 1034-1052.
3. Козлов В. В. и др. Исследование эффективности применения кислотной химической нефтewытесняющей композиции ГБК // Химия в интересах устойчивого развития. – 2021. – Т. 29. – №. 2. – С. 148-152.

АВТОМАТИЧЕСКАЯ АДАПТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

Сливкин С.С., Шишаев Г.Ю., Харитонцева П.А.

Научный руководитель доцент Рукавишников В.С.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время адаптация гидродинамических моделей происходит путем ручной либо полуавтоматизированной настройки параметров гидродинамической модели на данные добычи (добыча жидкости, нефти, закачка воды, забойное давление). Весь процесс адаптации является довольно длительным и трудоемким и не гарантирует качественного прогноза работы моделируемого месторождения, т. к. многовариантное моделирование представляется практически невозможным по причине вычислительных и временных затрат.

В представленной работе апробируется работа генеративных нейронных сетей для адаптации двумерной геологической модели одновременно с ее созданием. Применяется архитектура - Generative adversarial network (GAN), этот метод хорошо зарекомендовал себя в других областях знаний (например, обработка изображений). Кроме того, за последние несколько лет вышел ряд публикаций, описывающих процессы использования GAN в качестве генераторов геологических объектов [1], [4] с одновременной настройкой на данные добычи [2], [3].

GAN – это генеративно-сопоставительная сеть, которая состоит из двух соревнующихся друг с другом нейронных сетей – генератора $G(z)$ (создает объекты на основе вектора z из скрытого пространства) и дискриминатора $D(y)$ (оценивает вероятность того, что y принадлежит реальным данным, а не сгенерированным). При условии того, что входные данные состоят из набора оригинальных образцов, цель генератора – создать образцы с распределением, близким к распределению входных данных. Иными словами, генератор пытается воссоздать процесс создания данных. С другой стороны, дискриминатор является классификатором, который принимает образцы как входные данные и пытается определить, является ли образец реалистичным (т. е., воспроизводит первоначальную выборку) или синтетическим (т. е., создан генератором). Выходные данные дискриминатора – это скаляр, который представляет вероятность воспроизведения первоначальной выборки. Иными словами, цель дискриминатора – отличить синтетические образцы от реалистичных, тогда как цель генератора – обмануть дискриминатор.

В качестве обучающей выборки (для обучения GAN) с помощью объектного моделирования был сгенерирован датасет русловых отложений. Объектное моделирование – это метод моделирования геологического сценария при помощи объектов, которые создаются и распределяются стохастически. Все геометрические входные данные, отвечающие за форму тел (ширина, толщина и т. д.), могут быть определены детерминистически, следовать определенному статистическому распределению, быть назначены с использованием карты трендов или, как в текущей работе, задаваться в виде переменной с рангом значений. Все созданные модели имеют размерность $128 \times 128 \times 1$ ячеек (рис. 1), а также две исходные скважины – нагнетательную (слева) и добывающую (справа), отмеченные синей и красной прямыми, соответственно. Всего обучающая выборка была составлена из 5000 реализаций геологических моделей.

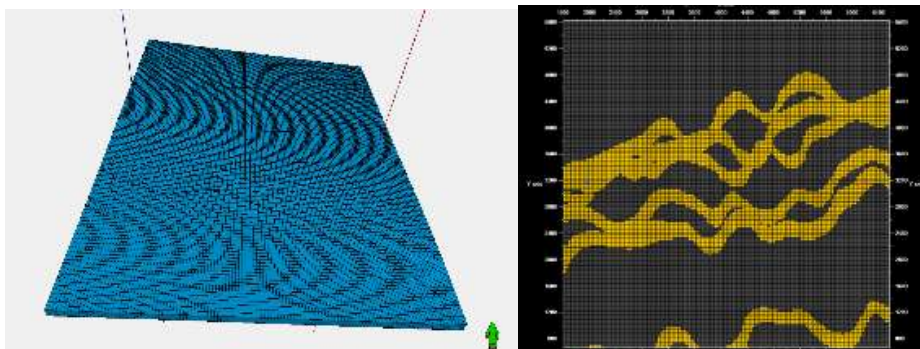


Рис. 1. Структурный каркас моделей и пример распределения фаций русловых отложений

Следующим шагом был процесс обучения GAN воспроизводить геологические модели без статистического противоречия обучающей выборке. Дополнительно, визуально оценивалось качество распределения фаций русла.

После обучения с помощью кода на языке программирования Python GAN был соединен с гидродинамическим симулятором для решения обратной задачи (адаптации гидродинамической модели на историю разработки) путем оптимизации параметров генеративной сети. В процессе адаптации минимизировалась целевая функция, тем самым приближая каждую последующую сгенерированную модель к исторической модели. В качестве алгоритма оптимизации использовался метод градиентного спуска.

В качестве метрик использовались следующие показатели:

- 1) Статистические параметры сгенерированных геологических объектов (пористость, проницаемость) не противоречат обучающей выборке;
- 2) Динамические данные (дебит нефти, объем закачки), рассчитанные на симуляторе отклоняются от исторических данных в коридоре 10 %.

Пример изменения сетки пористости модели в процессе адаптации показан на рисунке 2. Процесс адаптации дебита нефти и закачки воды приведен на рисунке 3 и рисунке 4.

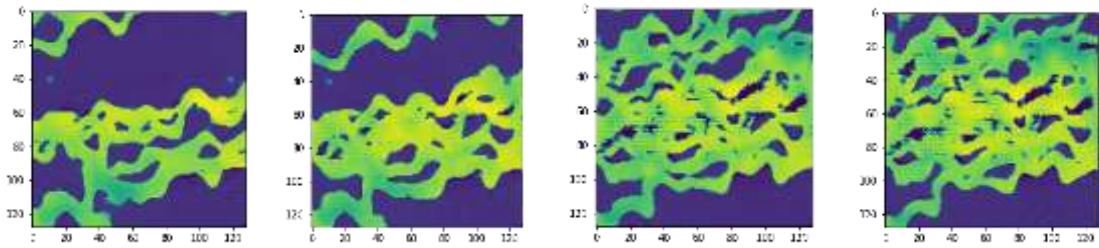


Рис. 2. Структурный каркас моделей и пример распределения фаций русловых отложений

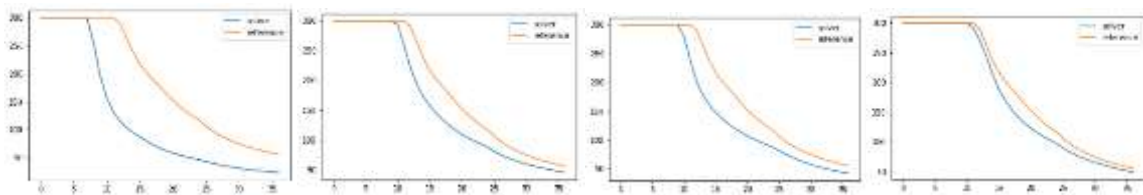


Рис. 3. Процесс адаптации дебита нефти (рыжая линия – референсная/историческая добыча, синяя линия – добыча при оптимизации)

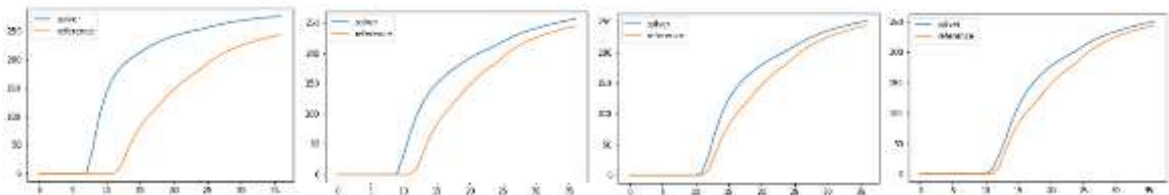


Рис. 4. Процесс адаптации закачки воды (рыжая линия – референсная/историческая добыча, синяя линия – добыча при оптимизации)

В результате проведения экспериментов была подтверждена эффективность использования генеративных нейронных сетей для решения обратной задачи (автоматическая адаптации модели) на двумерной модели. Кроме того, многократный запуск процесса оптимизации, либо использование других оптимизационных алгоритмов способны предоставлять множество решений обратной задачи, что обеспечивает многовариантность и оценку неопределенностей. Дальнейшим развитием работы является переход от 2х мерных моделей к 3х мерным с последующим воспроизведением процесса автоматической адаптации.

Литература

1. Lee K. et al. Feature extraction using a deep learning algorithm for uncertainty quantification of channelized reservoirs //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Т. 171. – С. 1007-1022.
2. Mosser L., Dubrule O., Blunt M. J. Deepflow: history matching in the space of deep generative models //arXiv preprint arXiv:1905.05749. – 2019.
3. Ahn S. et al. Data-driven inverse modeling with a pre-trained neural network at heterogeneous channel reservoirs //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Т. 170. – С. 785-796.
4. Smith Arauco Canchumuni, Alexandre A. Emerick, Marco Aurelio Pacheco "Integration of Ensemble Data Assimilation and Deep Learning for HM Facies Models", Offshore Technology Conference 2017 Canchumuni S. A., Emerick A. A., Pacheco M. A. Integration of ensemble data assimilation and deep learning for history matching facies models //Offshore Technology Conference Brasil. – OTC, 2017. – С. D011S006R005.

ИЗУЧЕНИЕ ВОПРОСА ПРИМЕНЕНИЯ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В АВТОМАТИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОПЕРАЦИЙ

Точеный Р.П.

Научный руководитель доцент кафедры нефтегазовых технологий Турбаков М.С.
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Искусственный интеллект в современном мире оказывает все большее влияние на любые сферы человеческой деятельности, не исключая и нефтегазовый сектор. Он все шире используется для улучшения различных процессов на всех этапах промышленной добычи нефти, от диагностики котлов до фактического бурения.

ИИ (искусственный интеллект) может быть использован для автоматизации нефтегазовых работ в различных областях, таких как:

1. Геологическое исследование: ИИ может использоваться для анализа данных геологических исследований, чтобы помочь в поиске новых месторождений нефти и газа. Алгоритмы машинного обучения могут обрабатывать большие объемы данных и выявлять скрытые закономерности, что позволяет сократить время и затраты на поиск месторождений.
2. Бурение: ИИ может использоваться для оптимизации процесса бурения. Алгоритмы машинного обучения могут анализировать данные о геологических условиях и оптимизировать параметры бурения, такие как скорость бурения, угол наклона скважины и давление на дно скважины.
3. Обработка данных: ИИ может использоваться для обработки больших объемов данных, собранных на месторождениях нефти и газа. Алгоритмы машинного обучения могут анализировать данные о производительности скважин и предсказывать будущие тенденции в добыче нефти и газа.
4. Управление производством: ИИ может использоваться для управления производством нефти и газа. Алгоритмы машинного обучения могут анализировать данные о производственных процессах и оптимизировать параметры для повышения эффективности и снижения затрат.

В целом, автоматизация нефтегазовых работ с помощью ИИ может значительно повысить эффективность и экономическую выгоду от добычи нефти и газа.

К примеру, такие крупные игроки в нефтегазовом секторе, как Shell, ExxonMobil, BP и Chevron используют ИИ для автоматизации процессов в нефтянке.

Так, компания Shell использует алгоритмы машинного обучения, которые анализируют данные о геологических условиях и оптимизируют параметры бурения, такие как скорость бурения, угол наклона скважины и давление на дно скважины. Это позволяет сократить время и затраты на бурение.

ExxonMobil использует ИИ для анализа данных геологических исследований. Алгоритмы машинного обучения анализируют большие объемы данных и выявляют скрытые закономерности, что помогает в поиске новых месторождений нефти и газа.

BP использует ИИ для управления производством нефти и газа. Алгоритмы машинного обучения анализируют данные о производственных процессах и оптимизируют параметры для повышения эффективности и снижения затрат.

Chevron использует ИИ для обработки данных о производительности скважин. Алгоритмы машинного обучения анализируют данные и предсказывают будущие тенденции в добыче нефти и газа, что позволяет компании принимать более обоснованные решения.

Эти примеры показывают, как ИИ может быть использован для автоматизации различных аспектов нефтегазовой промышленности, что приводит к повышению эффективности и снижению затрат.

Литература

1. ИИ в отчете о рынке нефти и газа | Размер, доля, рост и тенденции (2022–2027 годы). <https://www.mordorintelligence.com/ru/industry-reports/ai-market-in-oil-and-gas> (Дата обращения: 14.02.2023)
2. Абдуллаев, Ф., & Абдуллаева, Н. (2020). Искусственный интеллект в нефтегазовой промышленности: вызовы и возможности. Журнал нефтяной науки и инженерии, 173, 105-119.
3. Саркар, П., Чакраборти, С. (2019). Новые технологии в нефтегазовой промышленности: обзор приложений искусственного интеллекта. Журнал поисково-разведочной и производственной техники нефти и газа, 9(3), 22-27
4. Кумар, Н., Шанкар, Р. (2018). Автоматизация в нефтегазовой промышленности: преимущества, вызовы и риски. Журнал естественных газовых наук и инженерии, 53, 39-47
5. Инновационные технологии в зарубежной нефтегазовой отрасли <https://magazine.neftgaz.ru/articles/nefteservis/694455-innovatsionnye-tehnologii-v-zarubezhnoy-neftegazovoy-otrasli/> (Дата обращения: 16.02.2023).

ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИЛИКАГЕЛЯ И ЦЕОЛИТА ПРИ АДсорбЦИОННОЙ ОСУШКЕ ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ МЕДВЕЖЬЕ
Трухачев М.С.

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

Месторождение Медвежье – одно из крупнейших месторождений России по запасам природного газа. С момента ввода в эксплуатацию в 1972 году по 2015 год было отобрано около 80 % от установленных запасов природного газа сеноманских залежей. В тоже время геологическая изученность ниже- и вышележащих отложений низка. При разбуривании вышележащих сеноманских отложений проявлялись косвенные признаки наличия газогидратов. При бурении разведочных скважин достичь неокских отложений удалось лишь с пятой попытки, а отложения ачимовской и тюменской свиты до настоящего времени не изучены. На 2022–2023 год запланировано продолжить разведочное бурение для доизучения глубинных отложений и изучения сеноманских залежей [1].

Месторождение находится на завершающей стадии разработки и характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции и значительным снижением энергетических характеристик пласта. При снижении давления сырого газа повышается его влагосодержание. Совокупность указанных факторов диктует требование к повышению качества осушки природного газа для подачи в сеть магистральных газопроводов. В промышленности для осушки природных газов применяются следующие типы адсорбентов: силикагель, цеолиты и активированный оксид алюминия. Наиболее распространен в применении – силикагель, обладает сильно развитой структурой пор. Силикагель производится в виде гранул, шариков, таблеток прозрачные или матовые, бесцветные или светло-коричневого цвета. Оксид алюминия применяется наряду с цеолитами и силикагелями благодаря следующим достоинствам: доступность сырья для производства, легкость изготовления, термодинамическая стабильность. Цеолиты представляют собой структуры алюмосиликатов, содержащих включения щелочных и щелочноземельных металлов. Цеолиты характеризуются строгой регулярной структурой пор. Адсорбироваться цеолитами могут не все вещества, а только те молекулы, критический диаметр которых меньше входного окна структуры цеолита. Если задачей является только осушка газа, то рекомендуется [5] использовать цеолит NaA. Если наряду с осушкой газа ставится задача извлечения тяжелых углеводородов, тогда следует использовать цеолит NaX.

В цехе (ГП) № 1 месторождения Медвежье адсорберы заполнены послойно. Первым по ходу движения газа расположен слой муллита или его заменителя уралита для распределения потока газа по всей площади адсорбера. Вторым слоем расположен слой крупнопористого силикагеля, предназначенного для защиты последующего слоя мелкопористого силикагеля от капельной влаги. Слой мелкопористого силикагеля предназначен непосредственно для поглощения влаги. Последним слоем расположен муллит или уралит, для распределения газа регенерации по всей площади адсорбера.

Целью работы является определение технологической эффективности применения силикагеля и цеолита при адсорбционной осушке природного газа месторождения Медвежье в период падающей добычи.

Состав газа представлен в таблице 1.

Таблица 1

Компонентный состав природного газа месторождения Медвежье [5]

Компонент	Содержание, % об.	Компонент	Содержание, % об.
Метан	97,37-99,68	Изопентан	менее 0,0001
Этан	0,08-0,096	Норм. пентан	менее 0,0001
Пропан	менее 0,0003	Углекислый газ	0,02-0,68
Изобутан	менее 0,00025	Азот	0,08-1,2
Норм. бутан	менее 0,00025	Гелий	0,005-0,21
Неопентан	0,00126-0,00145	Аргон	0,68-1,92

В настоящее время на месторождении эксплуатируется шесть установок комплексной подготовки газа, две из которых – адсорбционные, остальные – абсорбционные. Оборудование адсорбционных установок запущено в работу с начала разработки месторождения. Для сравнения технологических показателей адсорбционных установок с различными типами адсорбентов был проведен расчет адсорберов по методике Танатарова [7] и уточнен по [4] при следующих параметрах: давление в адсорбере – 2 МПа; температура адсорбции 10 °С; объёмный расход осушаемого газа – $2 \cdot 10^6$ м³/сут; плотность газа при рабочих условиях – 14,47 кг/м³; вязкость газа – $103,5 \cdot 10^{-7}$ Па·с; длительность цикла адсорбции 10 ч; относительная влажность газа – 100 %. Отметим, что при расчетах принято допущение о полном удалении воды из потока газа.

Исходя из максимально допустимой скорости газа в адсорбере, был рассчитан его диаметр – 1,5 м. Обычно высоту слоя адсорбента принимают в 2 – 5 раз больше диаметра аппарата [3]. В работе приняли высоту слоя адсорбента в два раза больше диаметра, т. е. 3 метра.

Сравнение результатов расчета технологических параметров адсорбционной установки представлено в таблице 2. Важным критерием возможности применения цеолита и силикагеля, в качестве адсорбента для осушки природного газа, является превышение прочности адсорбента на раздавливание над давлением, оказываемым на нижние гранулы в слое адсорбента. Так, значение давления на нижние гранулы около 22 кПа (табл. 2), при этом прочность гранул цеолита и силикагеля на раздавливание составляет 7 МПа [6].

Таблица 2

Результаты расчета технологических параметров адсорбционной установки для различных адсорбентов

Параметры	Единицы измерения	Силикагель	Цеолит
Допустимая линейная скорость газа в адсорбере	м/мин	0,86	0,69
Длительность цикла адсорбции	ч	10	10
Число циклов осушки в сутки	–	2,4	2,4
Диаметр адсорбера	м	1,5	1,5
Линейная скорость газа в свободном сечении	м/мин	0,68	0,68
Удельная нагрузка слоя по воде	кг/(м ² ·ч)	25,9	25,9
Принятая высота слоя адсорбента	м	3	3
Минимально необходимая высота слоя адсорбента	м	2,10	2,92
Продолжительность работы слоя до проскока влаги	ч	14,26	10,28
Давление, больше которого должна быть прочность адсорбента на раздавливание	Па	21 980,6	22 322,2
Масса адсорбента	кг	4 239	3 709
Стоимость адсорбента	тыс. руб.	2 246,67	2 143,87

Из-за высокой адсорбционной способности цеолитов при низкой влажности газа относительно других адсорбентов, цеолит в заданных условиях потребовал большей высоты слоя адсорбента – 2,92 м – при прочих равных условиях в сравнении с силикагелем мелкопористым – 2,1 м (табл. 2). Силикагель же, напротив, обладает высокой адсорбционной способностью при высокой влажности газа [2]. Технологическая эффективность применения силикагеля обусловлена меньшей минимальной высотой слоя адсорбента и большим временем работы слоя до проскока влаги – 14,26 часов (табл. 2).

Ещё одним фактором в пользу применения силикагеля является температура регенерации – до 200°C, в сравнении с цеолитом, требующем температуры регенерации порядка 300 – 350 °C.

Для экономической оценки приняты цены компании SORBIS GROUP [6]: 53 тыс. рублей за центнер силикагеля мелкопористого и 57,8 тыс. рублей за центнер цеолита NaA.

При использовании силикагеля мелкопористого в качестве адсорбента возможно уменьшить высоту слоя адсорбента из-за того, что принятая высота слоя больше минимально необходимой. При снижении высоты слоя силикагеля до 2,2 метров, что все еще будет превышать минимальную высоту слоя, время работы слоя до проскока влаги будет составлять 10,06 часа, что практически соответствует принятому времени цикла адсорбции. Масса адсорбента составит 3 108,6 кг и его стоимость уменьшится до 1 647,56 тыс. рублей.

Таким образом, показано, что в условиях высокой влажности газа при адсорбционной осушке природного газа предпочтительнее использовать силикагель.

Литература

1. Ахмедсафин С.К., Рыбальченко В.В. Новая жизнь Медвежье. 50 лет с начала разработки первого газового гиганта Западной Сибири // Газовая промышленность. 2022. – №2 (833). – С. 58 – 68.
2. Балыбердина И. Т. Физические методы переработки и использование газа: Учебник для Вузов. – Недра, 1988.
3. Гвоздев, Б. П. Осушка природного газа твердыми сорбентами - Москва: [ВНИИЭгазпром], 1975. – 51 с.
4. Кемпбел Д. М. Очистка и переработка природных газов // М.: Недра. – 1977. – Т. 349.
5. Мурин В. И. и др. Технология переработки природного газа и конденсата. Справочник: В 2 ч // М.: ООО «Недра-Бизнесцентр. – 2002. – С. 517.
6. Продукция: сорбенты и продукты на их основе [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://sorbis-group.com/products/products.php> (дата обращения: 23.02.2023).
7. Танатаров М. А., Ахметшина М. Н. Технологические расчеты установок переработки нефти. – Рипол Классик, 1987.
8. Тер-Саркисов Р. М. Разработка месторождений природных газов. – 1999.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИНГИБИТОРА НА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

Тырышкина Д.В.

Научный руководитель старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Низкотемпературные свойства являются чрезвычайно важными характеристиками нефтепродуктов, позволяющими не только судить об их физических свойствах, но также прогнозировать реологические и гидродинамические свойства.

Температура застывания нефтепродукта является оценочной характеристикой, позволяющей дать представление об эксплуатационных свойствах данного нефтепродукта. Она имеет большое практическое значение для проведения операций, осуществляемых при низких температурах: прием, транспортировка и поставка нефти и нефтепродуктов. Также эта характеристика учитывается при использовании нефтепродуктов в зимних условиях.

Застывание нефти и нефтепродуктов происходит при стремительном увеличении вязкости в диапазоне низких температур и обуславливается присутствием в их составе растворенных парафинов и церезинов. При охлаждении эти компоненты переходят в твердое состояние, образуя кристаллическую решетку, способную удерживать эмульсионные жидкие углеводороды.

Наиболее эффективным методом борьбы с отложениями является добавление в поток нефти ингибиторов. Их принцип действия заключается в предотвращении выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений на стенках трубопроводов, насосно-компрессорных труб и другом оборудовании. Самыми достоверными показателями эффективности действия ингибитора являются значения вязкости и температуры застывания нефти [1].

Целью данной работы является изучение низкотемпературных характеристик нефти Рыбального месторождения Томской области с добавлением двух типов ингибиторов в различных дозировках.

Физико-химические свойства исследуемой нефти были взяты из технического регламента компании: плотность при 20 °С – 832 кг/м³, массовое содержание серы – 0,25 %, смол силикагелевых – 6,44 %, асфальтенов – 1,31 %, парафинов – 4,36 %. По существующей классификации И. С. Старобинца, данная нефть является парафинистой, смолистой, с малым содержанием асфальтенов. Обводненность была определена в образце нефти по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды» по методу Дина и Старка и составила 57,3 % (об).

Определения проводились на измерителе низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН - SX – 800, который предназначен для определения температур застывания, помутнения и кристаллизации нефти. Прибор работает в диапазоне измерения температуры от минус 70 до плюс 30 °С, точность измерения температуры пробы составляет ±0,5 °С, в качестве охлаждающей жидкости используется проточная водопроводная вода [3]. Исследования проводились с добавлением в пробы нефти ингибитора асфальтеновых и парафиновых отложений ХПП-007 и ингибитора парафино-гидратотложений СНПХ-ИПГ-11А с концентрациями 45, 50 и 55 г/т. Компанией рекомендуется ингибитор СНПХ-ИПГ-11А с дозировкой 50 г/т.

В таблице представлены измеренные значения образцов исходной нефти и проб с ингибиторами.

Таблица

Значения температур застывания

Концентрация ингибитора, г/т	Температура застывания, °С		
	СНПХ	ХПП	Исходная нефть
45	-6,8	-3,4	-4,6
50	-7,4	-7,1	
55	-4,1	-1,2	

Определение динамической вязкости было проведено на измерителе низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН SX-850. Прибор работает в диапазоне измерения температур от минус 70 до плюс 30 °С, точность измерения температуры пробы составляет ±0,5 °С, точность определения динамической вязкости – 4 %, с числом оборотов 2400 об/мин. в качестве охлаждающей жидкости - проточная водопроводная вода [2].

Результаты обрабатывались с помощью программы Microsoft Excel.

На рисунке 1 представлены результаты измерения вязкости образцов нефти при понижении температуры с добавлением ингибиторов ХПП-007 и СНПХ-ИПГ-11А с теми же дозировками.

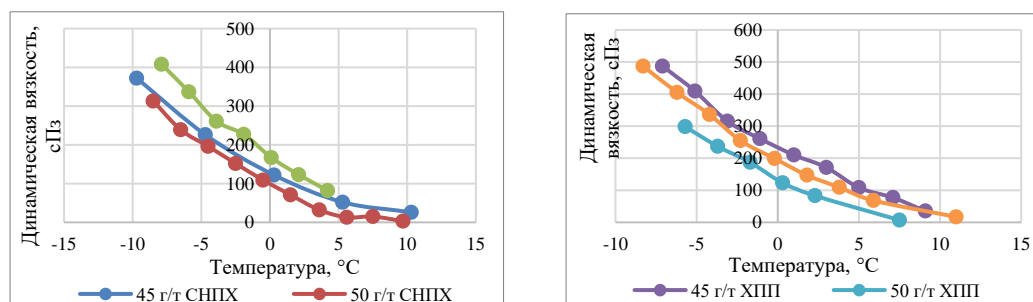


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости от температуры

Из графиков следует, что самые низкие значения вязкости исследуемой нефти получены при добавлении 50 г/т ингибитора СНПХ-ИПГ-11А. Среди образцов проб нефти с добавлением ингибитора ХПП-007 удовлетворительные результаты получились с дозировкой 50 г/т, но все же несколько выше, чем с аналогичной дозировкой ингибитора СНПХ-ИПГ-11А. Из полученных результатов по уравнению Аррениуса-Френкеля-Эйринга были рассчитаны радиусы частиц при разных температурах [4]. На рисунке 2 представлены результаты расчета радиусов частиц при понижении температуры образцов нефти с добавлением ингибиторов ХПП-007 и СНПХ-ИПГ-11А дозировками 45, 50 и 55 г/т.

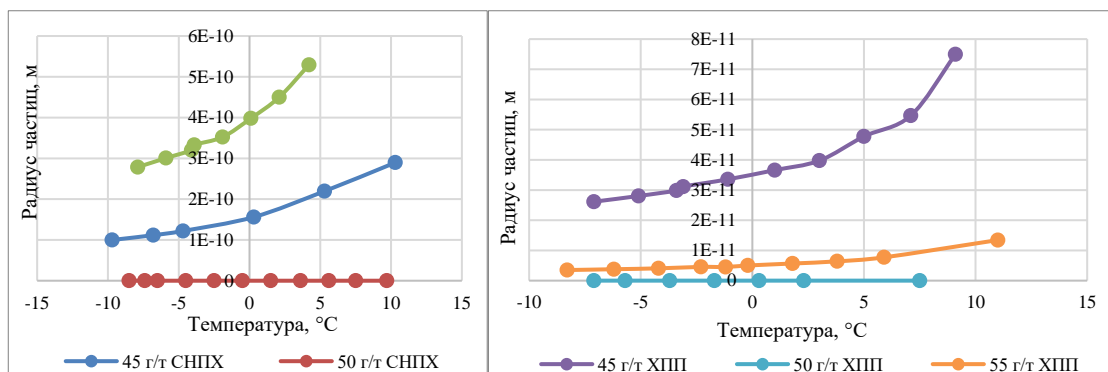


Рис. 2. Зависимость радиуса частиц от температуры

По полученным расчетам видно, что меньшими радиусами обладают частицы образца нефти, содержащего 50 г/т ингибитора ХПП-007. По результатам проделанной работы можно сделать вывод о том, что ингибитор СНПХ-ИПГ-11А дозировкой 50 г/т, является наиболее эффективным по результатам измерения температур застывания и динамической вязкости. Это подтверждается расчетами радиусов частиц этого образца в интервале температур. Как альтернативный вариант можно предложить дозировку 50 г/т ингибитора ХПП-007, показавшего удовлетворительные результаты эксперимента.

Литература

1. Белянин Б. В., Эрих В. Н. Технический анализ нефтепродуктов и газа. – 1975.
2. Манжай В.Н., Колышкина С.Г., Чеканцева Л.В., Яценко И.Г. Реологические свойства и структура высоковязких нефтей различных месторождений // Нефть и газ. – Известия ВУЗов. 2018. – №1. – С. 112 – 118.
3. Тырышкина Д. В. Анализ низкотемпературных свойств аномальной нефти на примере Рыбального нефтяного месторождения (Томская область). – 2023.

ОЦЕНКА ФАКТОРОВ, УХУДШАЮЩИХ ФАЗОВУЮ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПО НЕФТИ ПРИ ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ БУРОВЫМИ РАСТВОРАМИ

Уколов А.И.^{1,2}

Научный руководитель инженер Пестерев А.В.¹

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

²Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Сохранение продуктивности скважины при освоении месторождений является одним из первостепенных вопросов. Нефтяной дебит зависит от показателей относительной фазовой проницаемости (ОФП) по нефти. При воздействии на призабойную зону технологическими составами на водной основе (буровые промывочные и буферные жидкости, кислотные растворы, жидкости глушения и другие) ОФП по нефти снижается.

К важнейшему процессу, влияющему на дальнейшую разработку залежи, относится первичное вскрытие породы-коллектора, которое влечет за собой ухудшение естественных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) призабойной зоны пласта и может привести к следующим результатам:

- засорения твердой дисперсной фазой бурового раствора (БР) порового пространства коллектора;
- процесс диспергации глин в составе вмещающих пород;
- образования нерастворимых осадков при взаимодействии пластовых флюидов с фильтратом БР, образования водонефтяных эмульсий;
- повышения водонасыщенности в призабойной зоне скважины при фильтрации дисперсионной среды БР.

Целью данной работы является оценка вклада различных факторов, оказывающих негативное влияние на фазовую проницаемость пласта по нефти при первичном вскрытии и снижающих нефтяной дебит.

В работе рассматривались буровые растворы, которые часто применяются в строительстве скважин с горизонтальным участком в пластах малой мощности, где способом заканчивания скважины является нецементируемый хвостовик [2,3,5]: ингибированный полимеркарбонатный (ИПК), биополимерный ингибированный (БИ), биополимерный ингибированный с сульфированным асфальтом (БИА), биополимерный ингибированный

модифицированный (БИМ), разработанный в Научно-образовательном центре нефтегазовой химии и технологии Инженерной школы природных ресурсов. Технологические и фильтрационные свойства буровых растворов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Основные технологические и фильтрационные параметры буровых растворов первичного вскрытия пластов

Буровой раствор	Условная вязкость, с	Плотность, г/см ³	рН, ед.	Толщина корки, мм	Межфазное натяжение, мН/м	Показатель фильтрации API, см ³	
						25 °С	90 °С
ИПК	68	1,17	8,5	1	6,85	8,3	17,2
БИ	56	1,16	9,5	<1	6,21	5,2	13,0
БИА	83	1,16	9,5	<1	6,37	5,6	11,6
БИМ	64	1,16	9,4	<1	6,01	6,0	15,6

Влияние засорения порового пространства коллектора твердой фазой БР оценивалось по фильтрационным испытаниям на фильтр-прессе при комнатной и пластовой температурах.

Фильтрация в «прямом» направлении (из скважины в пласт) как при нормальной, так и при пластовой температуре, находится на одном уровне для всех буровых растворов, что может привести к повышению водонасыщенности в пласте (табл. 2). В «обратном» направлении фильтрационная корка бурового раствора БИМ при повышенной температуре 90 °С показывает высокие значения фильтрации флюида, т. е. проницаема для углеводородов.

Таблица 2

Влияние фильтрационной корки на фильтрацию нефти

Буровой раствор	Фильтрация БР в «прямом» направлении	Фильтрация флюида в «обратном» направлении	Фильтрация БР в «прямом» направлении	Фильтрация флюида в «обратном» направлении
	см ³			
	25 °С		90 °С	
ИПК	8,3	0,0	17,2	0,4
БИ	5,2	0,4	13,0	2,0
БИА	5,6	0,6	11,6	2,8
БИМ	6,0	12,0	15,6	194,4

Диспергирование глин возникает при проникновении в продуктивную зону пласта-коллектора фильтрата буровой промывочной жидкости, когда гидростатическое давление столба жидкости превышает пластовое давление.

В связи с тем, что глины гидрофильны, то при взаимодействии с фильтратом БР на водной основе их частицы притягивают молекулы воды, в результате чего глины увеличиваются в объеме и закупоривают поровое пространство, тем самым снижая продуктивный потенциал пласта-коллектора [4].

Для оценивания ингибирующей способности рассматриваемых растворов ядерный материал был измельчен и просеян через набор сит для отделения фракции не более 1 мм. Полученные навески высушивали в сушильном шкафу при температуре 105 °С до постоянной массы. Формирование цилиндров проводилось на гидравлическом компакторе OFFITE.

Постепенное набухание глинистых частиц наблюдалось в течение 20 часов, общий объем цилиндра увеличился не более чем на 5 %. После 20 часов кривые динамики набухания стабилизируются, что обусловлено либо минимальным количеством глинистого материала в ядре, либо выраженными ингибирующими способностями исследуемых буровых растворов. Следовательно, диспергирование глин не имеет сильного влияния на снижение фазовой проницаемости по нефти для рассматриваемых пород.

По результатам серий экспериментов на образование водонефтяных эмульсий представленные промывочные жидкости и пластовые флюиды совместимы как при комнатных условиях, так и при пластовых. Фильтрационные испытания проводились на керне верхнеюрских отложений – мелко- и среднезернистом однородном сером песчанике с признаками углеводородов в термобарических условиях объекта разработки. Для всех рассматриваемых систем установлен низкий коэффициент восстановления проницаемости (отношение эффективной проницаемости по нефти после воздействия БР к исходной проницаемости по нефти).

Снижение фильтрационных характеристик продуктивного пласта происходит по причине проникновения фильтрата БР в призабойную зону скважины, порода которой имеет гидрофильный характер смачиваемости. «Водная блокада» - эффект, созданный за счет увеличения текущей водонасыщенности, который проявляется в виде защемленной рыхлосвязанной воды в капиллярных и субкапиллярных порах поверхностными силами. Согласно работам [1,6], рыхлосвязанная вода располагается в виде многослойных пленок, покрывающих стенки фильтрующих пор и прочносвязанную воду, а нефть, как не смачивающая фаза, движется по центру фильтрующих пор. В процессе капиллярной пропитки нефть также оттесняется из мелких и средних пор в более крупные. После фильтрационных

испытаний, чтобы подтвердить эффект «водной блокады», была определена конечная водонасыщенность. Показатели выросли на 10–12 (отн.) % при кратном снижении проницаемости для всех рассматриваемых буровых растворов.

Подводя итоги проведенного обзора факторов, ухудшающих относительные фазовые проницаемости по нефти продуктивного пласта, наиболее выраженным для гидрофильных низкопроницаемых коллекторов является эффект «водной блокады» - повышение текущей водонасыщенности в призабойной зоне скважины.

Литература

1. Демахин С.А., Демахин А.Г., Губанов В.Б. Изучение влияния гидрофобизирующих составов на водонасыщенность и проницаемость призабойной зоны нефтяного пласта // Нефтепромысловое дело. 2009. – № 6. – С. 25 – 28.
2. Лушпеева О. А. и др. Высокоингибирующий экологически безопасный буровой раствор для бурения горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №. 9. – С. 46-49.
3. Carboxymethylhydroxyethyl cellylose in drilling, worker and completion fluids: Patent. USA № 4239629, CO9 K7/02; Publ. 16.02.1980.
4. Darley H.C.H., Gray G.R. Composition and properties of drilling and completion fluids. 5th ed. – Houston; London; Paris; Zurich; Tokyo: Gulf Publ. Company, 1979. – 643 p.
5. Milas M., Rinando M. Conformational investigation of the bacterial polysaccharide xantan // Ibid. – 1979. – № 1. – P. 189–196.
6. Penny G.S., Pursley J.Th. Field studies of drilling and completion fluids to minimize damage and enhance gas production in unconventional reservoirs // Society of Petroleum Engineers. – 2007. – № 06. – P. 32 – 38.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА БС¹⁰ ФЕДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ Уразов Р.Р.

Научный руководитель доцент И.А. Козлова

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Целью исследования является изучение процессов компенсации накопленных отборов жидкости на объекте БС10 Федоровского месторождения. Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи: выделение блоков с разной динамикой работы скважин, определение геологических характеристик коллекторов, определение объемов добычи, закачки жидкости и компенсации отборов, установление влияния геологических характеристик коллекторов на характер работы участков залежи.

Федоровское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1971 году. В разрезе месторождения выделяют доюрский фундамент и осадочный чехол, сложенный терригенными породами юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Разработка ведется с 1973 года. Федоровское месторождение находится на III стадии разработки. Объект БС10 приурочен к нижнемеловому нефтегазоносному комплексу. Коллектора в среднем по пласту относятся к классу коллекторов А (по П.П. Авдусину и М.А. Цветковой). По проницаемости коллектора пласта являются хорошопроницаемыми (по Г.И.Теодоровичу). Коэффициент нефтенасыщенности в среднем по пласту 0,697 д.ед. Нефти в пластовых условиях отличаются небольшой плотностью (758 кг/м³) и малой вязкостью (1,4 мПа*с).

К объекту БС¹⁰ приурочены 53,7 % извлекаемых запасов нефти месторождения или 453754 тыс. т нефти. Объем накопленной добычи нефти равен 102453,8 тыс. т нефти, что составляет 71,9 % накопленной добычи месторождения. В настоящее время на объекте добывается 9,39% от всего объема добычи нефти месторождения. Объем накопленной добычи жидкости равен 618572,6 тыс. т, накопленная закачка агента составляет 628472,8 тыс. м³. Средний дебит нефти равен 4,4 т/сут, обводненность - 98,13 %, средний дебит по жидкости - 274,4 т/сут, проектная компенсация накопленных отборов объекта составляет 108,5 %, фактическая компенсация – 106,8 %.

В данной статье будет проведен анализ процессов компенсации накопленных отборов на Федоровской площади объекта БС¹⁰. Система заводнения на объекте организована в 1980 году. На объекте реализована блоковая трехрядная система разработки. Всего по залежи выделено 10 блоков. Для анализа было рассмотрено 3 блока из 10. Блоки были отобраны на основании различной величины компенсации накопленных отборов жидкости. Блоки представлены на рисунке 1.

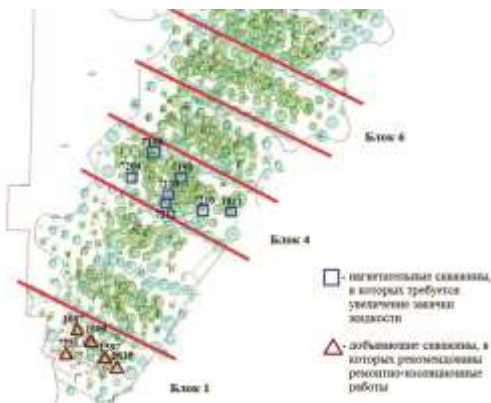


Рис. 1. Выкопировка карты накопленных отборов объекта БС¹⁰

Для решения поставленной задачи необходимо выполнить анализ распределения добычи жидкости, закачки агента и компенсации отборов по блокам. Распределение этих параметров представлено на рисунке 2.



Рис. 2. Гистограммы распределения накопленной добычи, закачки жидкости и компенсации отборов

Коллектора блока 6 характеризуются высокими относительно всей залежи показателями эффективной нефтенасыщенной толщины ($H_{ср} = 16,02\text{м}$) и гидропроводности ($e_{ср} = 3,43 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м/мПа} \cdot \text{с}$). Такие высокие геологические характеристики обусловлены тем, что блок находится в центральной части залежи. Компенсация накопленных отборов по блоку равняется 101,6 % при компенсации по залежи 101,2 % (рис. 2).

Коллекторам блока 4 характерны средние показатели эффективной нефтенасыщенной толщины ($H_{ср} = 12,7\text{м}$) и гидропроводности ($e_{ср} = 2,32 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м/мПа} \cdot \text{с}$). Компенсация накопленных отборов по блоку равняется 69,2 %, что значительно ниже среднего значения по залежи и обусловлено низкими объемами закачки (рис. 2).

Коллекторам блока 1 характерны низкие относительно всей залежи показатели эффективной нефтенасыщенной толщины ($H_{ср} = 9,3\text{м}$) и гидропроводности ($e_{ср} = 1,29 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м/мПа} \cdot \text{с}$). Такие низкие геологические характеристики обусловлены тем, что блок находится в крайней южной части залежи. Компенсация накопленных отборов по блоку равняется 160,5 %, что значительно превышает среднее значение по залежи вследствие низкой добычи жидкости в блоке (рис. 2).

В целом по блоку 6 добыча, закачка и компенсация отвечают проектным уровням. Блок 4, обладающий средними значениями толщин и гидропроводности, характеризуется накопленной добычей жидкости в 2 раза меньшей относительно блока 6, но существенно сниженными объемами закачки. Потому данный блок характеризуется самой низкой компенсацией (69,2 %). Для оптимизации работы добывающих скважин блока 4 возможно проведение работ по увеличению объемов закачки в скважинах №7190, 7198, 7204, 7207, 7210, 7212, 1811 (рис. 1) до проектных уровней (на 18–34 %). Перед увеличением закачки рекомендуется провести работы по увеличению приемистости скважин. В последнее время все более востребованной для выравнивания профиля и увеличения приемистости нагнетательных скважин становится технология плазменно-импульсного воздействия, которая прошла промышленную апробацию и на месторождениях Западной Сибири. Отличительные особенности метода: высокая эффективность, экологическая безопасность, применение метода без добавок химических реагентов в скважину, простота в эксплуатации [2].

Блок 1 характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Блок обладает самой высокой компенсацией – 160 %, что гораздо выше проектной. Это вызвано низким объемом накопленных отборов при объемах закачки, сравнимых с блоком 4. Также средняя обводненность добывающих скважин в блоке 1 составляет 97,2 %, в связи с этим, в блоке 1 предлагается увеличение добычи жидкости с проведением ремонтно-изоляционных работ для перекрытия языков обводнения, преимущественно в скважинах №1607, 7251, 1609, 1597, 1610 (рис. 1). Интервалы проведения ремонтно-изоляционных работ рекомендуется определить по данным геофизических исследований скважин. В обсаженных перфорированных скважинах для выделения обводненных пластов используют широкий комплекс геофизических исследований скважин: импульсные и стандартные радиоактивные методы, резистивметрия, влагометрия, плотностеметрия, расходометрия и высокочувствительная термометрия. В основном используются методы импульсного нейтрон-нейтронного каротажа, нейтронного гамма-каротажа, гамма-каротажа, акустического каротажа и термометрии [1].

Таким образом, в данной работе выполнен анализ компенсации отборов объекта БС¹⁰ на основе 3 блоков. Блоки обладают различными геологическими характеристиками коллекторов и, соответственно, имеют разную компенсацию отборов. В соответствии с данными характеристиками были сделаны рекомендации по выравниванию уровня компенсации.

Литература

1. Косков В. Н., Косков Б. В., Юшков И. Р. Комплексная оценка состояния и работы нефтяных скважин промышленно-геофизическими методами. – 2010.
2. Официальный сайт ООО «NOVAS Energy Services» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.novas-energy.ru>.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПАКЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА

Хуснутдинов Д.Р.

Научный руководитель доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Негерметичности эксплуатационной колонны (ЭК) как правило характеризуется наличием каналов в цементном кольце за колонной, связывающих интервал перфорации с водоносным пластом. Причиной для формирования негерметичности ЭК являются:

- долгий промежуток времени эксплуатации скважины в условиях высокой коррозионной активности добываемого флюида;

- брак при выполнении цементирования колонны при тампонажных работах;

- разрушение ЭК пластовыми водами [5].

Для изоляции интервала негерметичности производятся ремонтно-изоляционные работы (РИР). В условиях низкой приемистости объекта изоляции – производится закачка смол. В условиях высокой приемистости – изоляция полимер - цементными составами с предварительным снижением приемистости [1], так же используются применение ремонтных накладок (пластырей). РИР требуют значительных затрат и, как показала практика, не всегда дают положительный результат.

Кроме того, проводя ремонтные работы в одном интервале, по истечении некоторого времени мы можем столкнуться с негерметичностью в другом. Более целесообразно в этих условиях использовать пакерные компоновки, устанавливаемые «лёгкой» бригадой текущего ремонта скважин (ТРС). Пакер состоит из ствола и двух, либо трех V-образными уплотнительных резиновых манжет, под которыми размещено нижнее механическое закоривающее устройство в виде конус-плашки-плашкодержателя, с целью предотвращения от скольжения пакера вниз. В конструкции пакера предусмотрен канал для пропуска кабеля и его герметизации. Пакер импульсно-механический типа ПИМ-КВШ позволяет, как пропустить через себя кабель и герметизировать его с последующим изготовлением сростка, так и провести монтаж пакера без рубки кабеля, а именно со сборкой пакера на устье. Пакер ПИМ-КВШ устанавливается в скважине механически, путем манипуляций осевых перемещений колонны труб и приводится в транспортное положение (распакеруется) натяжением колонны НКТ. Для перехода из любого положения спускоподъемных операций в посадочное положение, необходим, в первую очередь, подъем пакера на высоту не менее 400 мм. Только после этого можно приступать к посадке пакера, а именно, спуск пакера на величину не менее 400 мм с дальнейшим подъемом на 180-300 мм, и посадочным спуском до полного дожатия пакера для установки его в эксплуатационной колонне [3].

Перед спуском компоновки ЭЦН с пакером производятся работы по очистке эксплуатационной колонны в интервале установки пакера НКТ над пакером должна соответствовать группе прочности не ниже «Е».

Важной задачей при эксплуатации УЭЦН с пакером является возможность удалить газ скопившийся под пакером, который приводит к срывам подачи. Нагрузка на насос растет, детали испытывают резкий удар. В большей степени это заметно в наклонно-направленных скважинах:

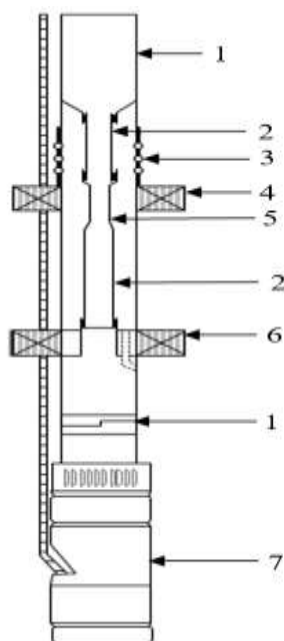


Рис. Схема двухпакерной компоновки для отвода газа (1. НКТ Ø 73, 2. Внутренняя НКТ Ø 48, 3. Перфорированный патрубок, 4. Пакер ПИМ-КВШ, 5. Внутренняя НКТ Ø 37, 6. Пакер марки ПИМ-КВШ двух канальный)

Существует несколько методов для отвода газа из-под пакера это установка струйных насосов, использование к компоновке различных разрядных клапанов типа УСГ, КПП так же используют двухпакерную компоновку (рис.). При компоновке ЭЦН в комплекте с пакером запрещается использовать газосепаратор (при использовании двухпакерной компоновки допускается использование газосепаратора). Суть метода в том, что между двумя пакерами устанавливается НКТ 48 диаметра, через которую происходит отвод газа в затрубное пространство. Установка или извлечение двухпакерной компоновки за одну спуско-подъемную операцию. Изоляция протяженных участков корродированной э/к и обводнившихся пластов методом установки двухпакерной компоновки протяженностью до 1000 метров. Продолжительность установки и подготовки скважины составляет 170-210 часов. По сравнению с РИР: сокращение сроков ремонта скважин на 2-3 суток, успешность метода на предприятии АО «Томскнефть» ВНК составляет 95 %.

Применение двухпакерной компоновки на примере скважины 70 Южно-Черемшанского месторождения. Изначально была спущена однопакерная компоновка. Наблюдались срывы подачи. Остановка скважины на сутки для естественной дегазации подпакерного пространства не принесла пользу. Нарботка составила 23 суток, подъем ГНО произведен по причине «прорыв газа», принято решение о спуске двухпакерной компоновки.

После ремонта двухпакерная компоновка работает в периодическом режиме без срывов подачи более 230 суток, удалось не только стабилизировать работу УЭЦН, а так же увеличить дебит нефти на 23 %. На скважинах АО «Томскнефть» ВНК помимо применения двухпакерной компоновки было проведено успешное опытно-промышленное испытание «Устройства для сброса газа УСГ-73[4]. Достижением критериев оценки эффективности ОПИ является наработка не менее 180 суток, безаварийная работа (180 суток), подтверждение работоспособности (сброс газа), отсутствие срыва подачи при запуске, оценка ремонтоспособности.

УСГ-73 предназначено для работы в скважинах с кратковременным повышением газосодержания, которое приводит к остановкам по срыву подачи и долгому ожиданию запуска по причине дегазации затрубного пространства. УСГ-73 служит для перепуска в НКТ газа, скапливающегося в затрубе под пакером. При попадании газа на прием насоса происходит срыв подачи и его остановка.

Жидкость из НКТ сливается через насос. После прекращения слива давление жидкости внутри НКТ на уровне УСГ становится меньше давления газа в подпакерной зоне. Происходит перепуск газа в НКТ через УСГ [4]. Жидкость из НКТ через входной модуль перетекает в затрубное пространство. В результате обеспечивается нормальный запуск насоса без срыва подачи и дальнейшая работа насоса. Аналогом УСГ-73 по выполняемым функциям можно считать клапан перепускной КПП. УСГ имеет принципиально иное конструктивное исполнение и обладает следующими преимуществами:

- УСГ содержит нормально открытый клапан, благодаря чему имеет высокую чувствительность срабатывания
- УСГ содержит в своей конструкции лабиринт, препятствующий загрязнению клапана при прохождении через УСГ во время работы УЭЦН
- УСГ не имеет выступающих частей, диаметр соответствует диаметру муфт НКТ.

Эффективная эксплуатация скважин в условиях высокого газового фактора с негерметичностью эксплуатационной колонны посредством УЭЦН возможна. Каждая технология имеет свои достоинства и недостатки и своевременное ее применение обеспечит стабильную работу насосного оборудования и более эффективную добычу углеводородов. Также важно, что при ведении государственного баланса извлекаемых запасов УВС нефтяных месторождений по попутному (растворенному) нефтяному газу, разрабатываемых с поддержанием пластового давления заводнением, необходимо учитывать извлечение дополнительных объемов газа из неизвлекаемых при актуальных технологиях разработки запасов нефти.

Литература

1. Ефимов Н. Н. Технологии ОВП в нефтяных скважинах и пути повышения эффективности РИР // Инженерная практика. – 2011. – №. 7. – С. 4-17.
2. Инженерный отчет по результатам выполнения опытно-промышленных испытаний АО «Томскнефть» ВНК «Устройства для сброса газа УСГ-73». – 2022, с. 9
3. Технологический регламент ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК РД 52.24.622–2001 по применению пакеров в компоновке с электроцентробежными насосами для отсечения интервалов негерметичности эксплуатационных колонн при эксплуатации скважин – 2017, с. 31
4. Устройство для сброса газа УСГ-73 // Оклэс Технолоджиз Разработка и производство инновационного оборудования для добычи нефти и газа URL: <http://oklas-tech.ru/katalog-produktov/ustrojstvo-dlya-sbrosa-gaza-iz-uecn-usg-73/> (дата обращения: 14.03.2022).
5. Шайдаков В. В. и др. Отвод газа в компоновке" уэцн с пакером" // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – №. 2 (41). – С. 24-27.

ОСОБЕННОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТОГО КОЛЛЕКТОРА
Шадрин А.С.

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

В современном мире все большее внимание уделяется карбонатным коллекторам, содержащие в себе сложную структуру порового пространства. Это вызывает ряд проблем, начиная с осложнениями во время бурения и заканчивая трудоемкостью определения коллекторских свойств пласта. Согласно исследованиям [1] продуктивность палеозойских отложений в Западной Сибири напрямую связана с поглощениями во время бурения скважин.

Цель работы – проанализировать при каких параметрах пустотного пространства возможны различные интенсивности поглощения, а также при каких условиях наблюдается потеря циркуляции (поглощение 415 м³/сут.), рассмотренное на примере скважины Арчинского месторождения. Концептуально было предположено 2 возможных варианта пустотного пространства: трещинная и трещинно-кавернозная зона поглощения.

Для реализации вариантов пустотного пространства было построено 3 модели (рис.):

1. Модель с однородными ФЕС – выдержанная зона поглощения с толщиной 5 м и высокими ФЕС;
2. Модель с локальным измельчением сетки – основная область низких ФЕС пересечена вертикальными ячейками шириной 1м с высокой проницаемостью;
3. Модель двойной проницаемости – зона поглощения представлена матрицей с низкими ФЕС и узкими высокопроводимыми трещинами.

Параметры моделирования приведены в таблице.

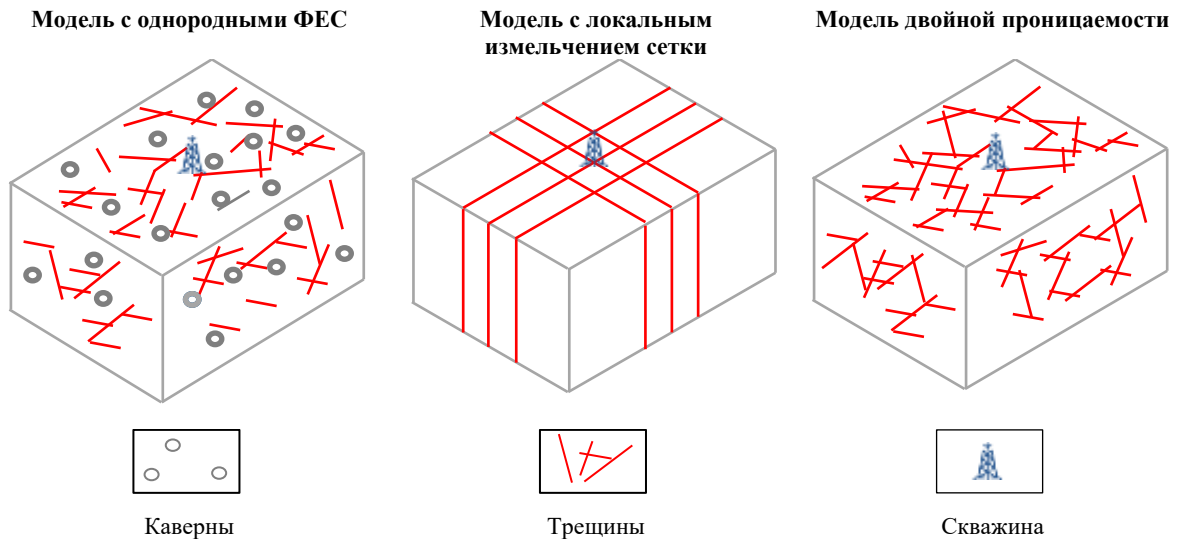


Рис. Подход к моделированию

Параметры моделирования

Таблица

Параметр	Значение		
	Модель с однородными ФЕС	Модель с локальным измельчением сетки	Модель двойной проницаемости
Область моделирования	4x4 км		
Размер ячеек	50x50x0,2 м		
Пластовое давление	333,7		
Забойное давление	343,3		
Эффективная толщина	5 м		
Permх/Permz	2		
Пористость	0,3		
Нефтенасыщенность	0,68		
Проницаемость породы	700 мД	0,5 мД	80 мД
Проницаемость трещины	-	7,5 мД	500 Д

Модель с однородными ФЕС. Моделирование трещинно-кавернозной зоны поглощения проводилось в неявном виде. Для задания каверн (параметр емкости) и трещин (параметр проницаемости) был построен

однородный пласт (зона поглощения) с повышенными значениями пористости, а проницаемость варьировалась с целью получения поглощения 415 м³/сут.

При адаптации модели выяснилось, что для поглощения 415 м³/сут. при репрессии, создаваемой гидростатическим столбом бурового раствора необходима проницаемость 3500 мД*м и поровый объем в размере 1,5 м³/м².

Модель с локальным измельчением сетки.

Следующим шагом проверялась гипотеза о трещиноватой зоне поглощения. Основные параметры модели остались прежними, за исключением проницаемости матрицы (горной породы), которая была принята равной 0,5 мД (таблица). С помощью локального измельчения сетки в ячейках, проходящих через скважину, искусственно была создана «трещина» (ячейки) с высокой проницаемостью (которая варьировалась для адаптации модели) шириной 1 см.

Результаты расчета модели при различных проницаемостях и насыщениях флюидом не обеспечили необходимые объемы поглощения, за счет скачкообразного повышения давления в трещине до забойного.

При попытке достичь необходимого значения поглощения в скважины были построены различные вариации трещин. Так как локальное измельчение сетки кратно увеличивает количество ячеек, а, следовательно, и время расчета, было принято решение построить модель с трещиной шириной 1 м и подобрать для нее такую проницаемость, при которой скважина будет иметь такую же приемистость, как и при трещине с шириной 1 см. Так, сантиметровой трещине с проницаемостью 500 Д соответствует метровая трещина с проницаемостью 7,5 мД.

При расчете моделей с одной магистральной трещиной (разломом) и примыкающими к ней трещинами, влияние каждой последующей, наиболее удаленной трещины, уменьшает вклад в значение поглощения в скважине. Следовательно, для достижения поглощения в 415 ст. м³/сут необходимое число трещин должно составлять минимум 1158, что составит расстояние от скважины $25 \cdot (1158 - 2) / 2 = 14450 \text{ м} = 14,5 \text{ км}$, при 25 м между трещинами.

При моделировании сети из пересекающихся трещин необходимое количество трещин резко сокращается. Для достижения поглощения в 415 ст. м³/сут необходимое число трещин должно составлять минимум 26. Расстояние от скважины составит $25 \cdot (26 - 2) / 4 = 150 \text{ м}$, при расстоянии 25 м между трещинами. Плотность трещин составит 0,2 трещины на 1 м².

Модель двойной проницаемости.

В резервуаре с двойной пористостью флюиды находятся в двух взаимосвязанных системах: матрица (matrix) (составляет большую часть объема резервуара) и трещина (fracture) (обладающие большой проницаемостью). При моделировании двойной пористости переток флюидов возможен только по сети трещин, а при моделировании двойной проницаемости – возможны перетоки фаз между соседними ячейками горной породы (матрица-матрица, трещина-матрица, трещина-трещина).

Для моделирования данных систем каждому блоку геометрической сетки соответствуют две ячейки, представляющие объем породы и разлома для данного блока. Для задания плотности трещин используется сигма-фактор. Сигма-фактор связан с расстояниями между трещинами (размерами блоков горной породы) следующим образом:

$$\sigma = 4 \cdot \left(\frac{1}{2 \cdot l_x} + \frac{1}{2 \cdot l_y} + \frac{1}{2 \cdot l_z} \right) \quad (1)$$

где l_x , l_y и l_z – расстояния между трещинами (размеры блоков горной породы) по направлениям X, Y и Z.

При адаптации модели на реальное поглощение достичь необходимого значения поглощения бурового раствора удалось лишь при повышении проницаемости матрицы породы. Данный результат косвенно доказывает необходимость учета кавернозности пласта, т. к. емкостные свойства трещиноватой системы не позволяют обеспечить необходимую приемистость.

Выводы:

По результатам моделирования были сделаны следующие выводы для скважины:

- потеря циркуляции бурового раствора, наблюдаемая на примере скважины возможна только при наличии высокой проницаемости (кН порядка 3500 мД*м) и емкости/кавернозности (удельный поровый объем порядка 1,5 м³/м²). Наиболее адекватно таким условиям отвечает трещинно-кавернозный пласт. Только трещины и/или разломы не смогут обеспечить измеренные скорости и объемы поглощения.

- более низкие интенсивности поглощения могут быть объяснены как снижением проницаемости, так и снижением емкости коллектора, причем емкость коллектора играет первоочередную роль. Таким образом, в случае снижения интенсивности поглощения или незначительных поглощений – адекватной моделью будет являться трещиноватый пласт с различной апертурой (шириной) трещин.

Литература

1. Патент №2507547 Российская Федерация, МПК G01V 11/00 (2006.01). Способ поиска залежей нефти в породах фундамента: №2011109513/28: заявл. 14.03.2011: опубл. 20.09.2012 / Сахипов Д. М., Сахипов Э. М.; заявитель Сахипов Д.М. Бюл. – № 26

ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ЗАПУСКНЫХ ДЕБИТОВ НОВЫХ СКВАЖИН

Шафикова В.В.

Научный руководитель – кандидат физико-математических наук Роцектаев А.П.
Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

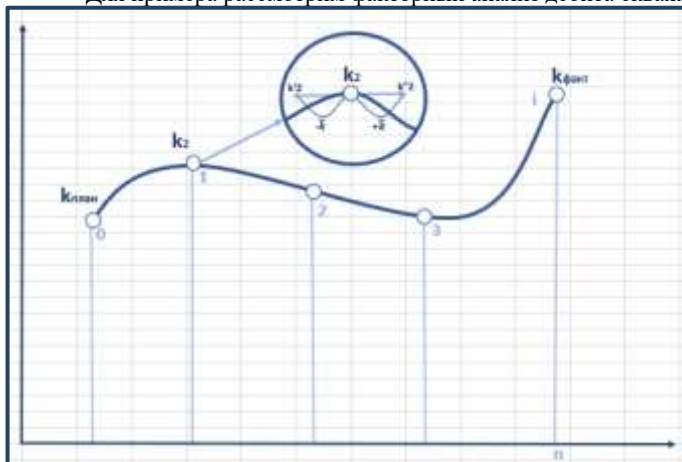
Поддержание нефте- и газодобычи предприятия является актуальной задачей, что подтверждается стратегическими планами ведущих компаний отрасли. Важнейшая задача стоит перед инженером-разработчиком – вычисление корректного запускного дебита новой скважины. После, при получении всех данных: пластовых исследований, геофизических и других, инженер адаптирует модель скважины на фактические свойства и анализирует за счет каких параметров получилось наибольшее отклонение планового и фактического дебитов. Одним из вспомогательных методов данного анализа является – факторный анализ. Факторный анализ – это инструмент для оценки влияния изменения аргументов функции на величину изменения самой функции [2].

Существует множество различных методов проведения факторного анализа, такие как: цепной подстановки, индексный, абсолютных и относительных разниц, логарифмический, интегральный и другие [3]. Последний в свою очередь является наиболее универсальным, подходящий для факторного анализа как к аддитивным, мультипликативным моделям, так и к смешанным видам, имеет минимальную погрешность. Интегральный метод в отличие от остальных методов элиминирования (исключения факторов), учитывает то, что все показатели между собой так или иначе связаны, изменяются совместно, влияя друг на друга, а не по отдельности, что показывает дополнительный прирост результативного показателя.

Интегральный метод основывается на суммировании приращений функции, определенной как частная производная, умноженная на приращение аргумента на бесконечно малых промежутках. Представим прямолинейный ориентированный отрезок на плоскости, соединяющий две точки и зададим функцию $y = f(x_1, x_2, \dots, x_m)$, где x_j – значение факторов; $j = 1, 2, \dots, m$; y – значение результирующего показателя. Факторы изменяются во времени, и известны значения каждого из них, считаем, что m -мерное пространство задано n точек. Тогда, $M_1 = (x_1^1, x_2^1, \dots, x_m^1)$, $M_2 = (x_1^2, x_2^2, \dots, x_m^2)$, $M_n = (x_1^n, x_2^n, \dots, x_m^n)$, где x_j – значение j -го показателя в момент i , точки M_1 и M_n значения факторов на начало и конец периода. Предположим, что показатель y получил приращение Δy за анализируемый период и пусть функция дифференцируема, а $y = f(x_1, x_2, \dots, x_m)$ частная производная от этой функции по аргументу x_j . Допустим, что анализируемый отрезок – прямой и соединяет две точки M^i и M^{i+1} ($i = 1, 2, \dots, n - 1$). Параметрическое уравнений данной прямой: $x_j = x_{j,i} + (x_{j,i+1} - x_{j,i}) \cdot t$; $j = 1, 2, \dots, m$; $0 \leq t \leq 1$. Зададим функцию: $\Delta y_{ij} = \int f'_{x_j}(x_1, x_2, \dots, x_m) dx_j$; $j = 1, 2, \dots, m$. Учитывая данные формулы, интеграл по отрезку можно представить в виде: $\Delta y_{ij} = \int_0^1 f'_{x_j}[x_{1,i} + (x_{1,i+1} - x_{1,i})t, x_{2,i} + (x_{2,i+1} - x_{2,i})t + \dots + x_{m,i} + (x_{m,i+1} - x_{m,i})t] (x_{j,i+1} - x_{j,i}) dt$, где $j = 1, 2, \dots, m$; $i = 1, 2, \dots, n - 1$. Значение любого j -го элемента характеризует вклад j -го фактора в изменение результирующего показателя Δy . Просуммировав все значения Δy_{ij} получаем полное приращение показателя [1].

Основной задачей представленной работы являлось применение факторного анализа запускных дебитов новых скважин в рейтинг бурения. Рейтинг бурения – способ расчета запускного дебита и сводка ожидаемых данных по каждой скважине на месторождении. Сложность заключается в том, что расчет дебита скважин в рейтинге бурения осуществляется на основе численно-аналитического метода, и, в некотором смысле, представляет из себя модель «черного ящика». Классический интегральный метод факторного анализа применить к рейтингу бурения невозможно, но на его основе был предложен способ проведения факторного анализа, используя численное дифференцирование и интегрирование. В этом случае применяется разбиения отрезка на n -ое количество интервалов с вычислением частной производной в каждой из заданных точек.

Для примера рассмотрим факторный анализ дебита скважины по параметру проницаемости (k).



n – количество интервалов ($\frac{\Delta k}{n}$);

i – номер текущей точки;

$k_{\text{план}}$ – ожидаемое значение проницаемости;

$k_{\text{факт}}$ – фактическое значение проницаемости;

Δk – разница между $k_{\text{факт}}$ и $k_{\text{план}}$;

\tilde{k} – малое приращение аргумента ($k_{\text{план}} \cdot 0,01$).

Пускай:

$n = 100$

i – от 0 до n (всегда)

$$k_{i+1} = k_{\text{план}} + \frac{i \cdot \Delta k}{n} = k_{\text{план}} + \frac{1 \cdot \Delta k}{100}$$

Рис. Предположительное поведение функции дебита по параметру проницаемости (k)

Для того, чтобы вычислить отклонение/приращение дебита по фактору проницаемости необходимо рассчитать частные производные по параметру k в каждой точке. Все остальные фактора задаются как $x_i^j = x_{\text{план}} + \frac{i \cdot \Delta x}{n}$. Производная в точке k_{i+1} с учетом влияния остальных параметров дебита:

$$Q'(k_{i+1}) = \frac{\left((k_{\text{ожд}} + \frac{2 \cdot \Delta k}{100}) + \tilde{k}, x_{\text{план}}^j + \frac{2 \cdot \Delta x}{100} \dots \right) - \left((k_{\text{ожд}} + \frac{2 \cdot \Delta k}{100}) - \tilde{k}, x_{\text{план}}^j + \frac{2 \cdot \Delta x}{100} \dots \right)}{2\tilde{k}}, \quad (1)$$

где $Q'(k_{i+1})$ – частная производная дебита по параметру проницаемости; x_i^j – другие заданные фактора.

Итоговый интеграл, показывающий результирующее приращение дебита по заданному параметру, вычисляется методом трапеции. Данную процедуру необходимо повторить по всем заданным параметрам. Итоговая сумма всех приращений дебитов по различным факторам дает нам финальное, итоговое отклонение с учетом влияния каждого из параметров.

Таким образом, данный метод позволяет применять факторный анализ по абсолютно любым факторам модели, не имеющей аналитической зависимости параметров друг от друга. Предложенный метод был реализован в виде макроса с помощью языка программирования Visual Basic for Applications и апробирован на реальных данных по скважинам.

Для примера возьмем одну скважину и проведем на ней факторный анализ представленным методом. Основными параметрами для проведения факторного анализа были выбраны: проницаемость k , эффективная мощность пласта h , длина ствола L , сжимаемость ct , ширина трещины гидроразрыва пласта wf , проницаемость пропанта kf , давление забойное Pwf и пластовое Pr , обводненность fw , а также необходимым условием является вычисление итогового отклонения/приращения дебита ΔQ и расчет изначального ожидаемого $\Delta Q_{\text{план}}$ и фактического $\Delta Q_{\text{факт}}$ дебита, % погрешность используемого метода в процентах.

Результаты апробации факторного анализа дебита скважины в рейтинге бурения

$k_{\text{план}}$	$k_{\text{факт}}$	$h_{\text{план}}$	$h_{\text{факт}}$	$L_{\text{план}}$	$L_{\text{факт}}$	$ct_{\text{план}}$	$ct_{\text{факт}}$	$wf_{\text{план}}$	$wf_{\text{факт}}$		
18,96	17	48,8	45	1500	1500	0,000159	0,000159	3	2		
$kf_{\text{план}}$	$kf_{\text{факт}}$	$Pwf_{\text{план}}$	$Pwf_{\text{факт}}$	$Pr_{\text{план}}$	$Pr_{\text{факт}}$	$fw_{\text{план}}$	$fw_{\text{факт}}$	$\Delta Q_{\text{план}}$	$\Delta Q_{\text{факт}}$	ΔQ	
300	300	120	90	191,4	200	42	30	166,113	145,961	20,152	
ΔQ_k	ΔQ_h	ΔQ_L	ΔQ_{ct}	ΔQ_{wf}	ΔQ_{kf}	ΔQ_{Pwf}	ΔQ_{Pr}	ΔQ_{fw}	ΔQ	20,215	%
-16,24	-12,76	0,000	0,000	-2,260	0,000	41,541	-3,588	13,530			-0,315

Важнейшими показателями для подтверждения успешности проведения факторного анализа являются изначальное отклонение ΔQ , вычисленное из разности планового и фактического дебитов, и итоговое, рассчитанная сложением приращений всех факторов. Данные параметры должны быть равными и иметь минимальную погрешность. По данным таблицы можно сделать вывод о том, что итоговые значения отличаются друг от друга не более чем на полпроцента, что является удовлетворительным показателем и указывает на достоверность результатов. Следует обратить внимание, что при увеличении количества интервалов n погрешность уменьшается и наоборот при повышении количества факторов погрешность увеличивается.

По итогам проведения факторного анализа усовершенствованным интегральным методом следует, что данный способ имеет минимальную погрешность, предоставляет возможность разложения модели по любым необходимым факторам, в том числе и для модели «черного ящика».

Литература

1. Баканов М. И., Шеремет А. Д. Теория экономического анализа. – Федеральное государственное унитарное предприятие "Издательство" Финансы и статистика", 2001.
2. Наугольнов М. В. и др. Факторный анализ успешности геолого-технических мероприятий как инструмент повышения качества геолого-гидродинамических моделей //ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – №. 1. – С. 34-38.
3. Савицкая Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия Учеб. пособие /. — 7-е изд. Мн.: Новое знание, 2002. — 704.

**АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИТОКА ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА ПРИ БУРЕНИИ
С УПРАВЛЯЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ**

Щербаков Р.Э., Ковалев А.В.

Научный руководитель доцент А.В. Ковалев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бурение с управляемым давлением (MPD) ознаменовало эпоху высокоточного контроля давления в скважине в процессе бурения. Современные системы MPD не только могут работать в сложных геолого-технических условиях, но и, что более важно, обеспечивают динамическое управление скважинным давлением в режиме реального времени. Данная технология обеспечила доступ к залежам, которые ранее считались практически «непригодными для использования».

Одной из основных причин успеха данной технологии является автоматизация процесса бурения скважин. Развитие технологии бурения с управляемым давлением (MPD) не только способствовало внедрению инновационных решений по управлению давлением в скважине, но и стимулировало разработку автоматизированных систем, контролирующих процессы в режиме реального времени, предвещая эпоху высокоточного контроля давления в скважине. Автоматизация позволила обеспечить такие уровни функционального контроля, которые трудно обеспечивать оператору. Присущая MPD система замкнутого цикла циркуляции бурового раствора в сочетании с традиционными методами сооружения скважин естественным образом подходит для автоматизированного использования.

Основная задача применения технологии бурения с управляемым давлением заключается в контроле забойного давления (ЗВД) в заданных пределах с целью предотвращения потери жидкости, разрыва пласта, а также нежелательного притока пластовых флюидов в ствол скважины.

Однако если в течение некоторого периода времени наблюдается приток пластовой жидкости из открытого ствола скважины или присутствуют потери бурового раствора, то осуществлять контроль забойного давления в заданных пределах не представляется возможным. В данном случае требуется использование дополнительного метода или алгоритма, отмечающего такие периоды и сигнализирующего оператору или контролирующей системе о наличии притока или поглощения.

В отечественной литературе подробно описаны причины возникновения газонефтеводопроявлений (ГНВП) и их первичные признаки [3,4], а также мероприятия по недопущению возникновения подобных осложнений в условиях традиционного бурения на репрессии [1].

Помимо теоретической базы в работах [5] отражены результаты применения современных методов машинного обучения для выявления различных осложнений и аварий в процессе бурения, в том числе ГНВП. В работах отражена статистика по метрикам качества выявления описанных инцидентов, что немало важно, результаты получены на основании данных с реально пробуренных скважин, что позволяет с большей уверенностью полагаться на них. Однако стоит заметить, что описанные в данных работах подходы применялись в условиях традиционного бурения на репрессии, поэтому в случае бурения с управляемым давлением эффективность представленных методов необходимо оценить.

В отечественной практике бурения метод управления забойным давлением уже нашел свое применение при строительстве скважин в карбонатных и трещиноватых пластах [3,4]. Однако в научной литературе еще пока не поднимался вопрос предотвращения притока пластового флюида при бурении с управляемым давлением. Достаточно широко эта тема освещена в зарубежной научной литературе.

В следующей работе описаны основные методы выявления притока пластового флюида как на устье, так и на забое скважины при бурении с управляемым давлением, а также приведено кратко описание промышленных систем, поставляемых Weatherford, Schlumberger и другими нефтесервисными компаниями [10]. Кроме того, в работе отражены результаты лабораторного эксперимента по имитации притока пластового флюида и его определению различными датчиками. Практическая значимость работы заключается в описании поведения показаний датчиков в момент притока и в процессе его вымыва по затрубному пространству. Однако в данном эксперименте не имитировалось разрушение горной породы на забое скважины, поэтому лабораторный стенд может только отчасти воспроизвести процесс бурения и его физические и гидродинамические процессы.

В работах [4, 9] приведено описание методов определения притока пластового флюида, поглощения бурового раствора, закупорки долота и промыва буровой колонны посредством контроля изменения давления на стояке и устьевого затрубного противодействия при бурении с управляемым давлением. В работах отражены практические методы по выявлению данных случаев оператором на месторождении. Кроме того, приведен анализ скорости и точности выявления случаев в процессе бурения при помощи дополнительных датчиков.

В работе [7] приведено описание метода выявления притока посредством сравнения фактического и расчетного расхода раствора на выходе, вычисляемого упрощенной гидравлической моделью. Кроме того, приведено детальное описание поведения основных параметров бурения в процессе возникновения притока, поглощения, свабирования и поршневания. В работе [11] приведено описание метода выявления притока посредством сравнения фактического и расчетного объема емкостей, вычисляемого упрощенной гидравлической моделью. Однако в данных работах не отражена статистика по метрикам качества выявления описанных случаев.

В работе [6] приведено описание методов выявления притока посредством разработанной модели, использующей закон сохранения массы. Также дополнительно приведено описание алгоритма автоматической калибровки вычислений алгоритма. В работе [4] описаны основные методы выявления притока пластового флюида при помощи алгоритмов машинного обучения, а также их краткое описание. В данных работах результаты получены на синтетических данных, и не подкреплены результатами с фактически пробуренных скважин. Однако в работе [12]

приведены методы предобработки, параметры и архитектура LSTM модели машинного обучения, а также результаты применения данных алгоритмов на реальных данных со скважин.

В статье [11] приведено описание алгоритма определения притока на забое скважины при помощи забойной телеметрии и анализа свойств бурового раствора. В работе не отражена статистика по метрикам качества выявления описанных случаев. В работе не отражены метрики качества, подтверждающие применимость данного метода.

В работе [13] приведен алгоритм определения притока при помощи математической модели, однако данный метод использует ряд допущений, и является вычислительно сложным.

Резюмируя вышеизложенное, можно сделать вывод, что в отечественной научной литературе тема прогнозирования и автоматического определения притока пластового флюида при бурении с управляемым давлением не рассмотрена. Есть ряд работ по автоматическому выявлению ГНВП при бурении на репрессии, однако требуется оценить эффективность данных методов применительно к условиям бурения с управляемым давлением.

В зарубежной научной литературе рассматриваемая тема отражена в большем количестве работ, однако существенный их недостаток – проверка эффективности предлагаемых методов на синтетических данных, что не позволяет уверенно заявлять о достоверности полученных результатов. Кроме того, не проведен комплексный анализ эффективности использования различных методов машинного обучения в рамках решаемой задачи, зачастую используются вычислительно сложные методы без должного обоснования причины их использования.

Также стоит отметить, что в последние годы индустрия машинного обучения развивалась, и были представлены новые алгоритмы, демонстрирующие высокую эффективность в задачах классификации временных рядов. Поэтому актуальны дальнейшие исследования по обнаружению притока пластового флюида в процессе бурения с управляемым давлением при помощи различных алгоритмов машинного обучения.

Литература

1. Велиев Р. А., Савельева Н. Н. Предприятия по предупреждению и ликвидации ГНВП // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. – 2020. – С. 103-106.
2. Кафтин Д. Ю. Газонефтеводопроявления: признаки и причины возникновения ГНВП // Трибуна ученого. – 2020. – №. 12. – С. 157-162.
3. Рябчук В. А. и др. Анализ применения технологии бурения с управляемым давлением на забое при проводке ствола скважины в карбонатных отложениях // Молодой ученый. – 2019. – №. 22. – С. 138-139.
4. Сахновский И.В., Лубяный Д. А. Вестник ассоциации буровых подрядчиков // Вестник ассоциации буровых подрядчиков Учредители: Ассоциация буровых подрядчиков. – №. 1. – С. 2-6.
5. Sayeux E., Daireaux B. Precise gain and loss detection using a transient hydraulic model of the return flow to the pit // SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition. – SPE, 2013. – С. SPE-166801-MS.
6. Fjetland A.K. Kick Detection During Offshore Drilling using Artificial Intelligence. Master's Thesis. – University of Agder, 2019 – 86 p.
7. Gurina E. Forecasting the abnormal events at well drilling with machine learning. / E Gurina, N. Klyuchnikov, K. Antipova // Applied Intelligence. – 2022. – V. 52. – P. 9980–9995. doi: <https://doi.org/10.1007/s10489-021-03013-x>
8. Kaasa G.-O. Simplified hydraulics model used for intelligent estimation of downhole pressure for a managed-pressure-drilling control system [Text] / G.-O. Kaasa, Ø. N. Stamnes, O. M. Aamo, L. S. Imsland // SPE Drilling & Completion. – 2012. – V. 27. – №. 01 – P. 127 – 138. doi: <https://doi.org/10.2118/143097-PAF>.
9. Le Blay F. A New Generation of Well Surveillance for Early Detection of Gains and Losses When Drilling Very High Profile Ul-tradeepwater Wells, Improving Safety, and Optimizing Operating Procedures. / F. Le Blay, E. Villard, S. C. Hilliard, T. Gronas // SPETT 2012 Energy Conference and Exhibition. – 2012. doi: <https://doi.org/10.2118/158374-MS>.
10. Mills I. Simulator and the first field test results of an automated early kick detection system that uses standpipe pressure and annular discharge pressure [Text] / I. Mills, D. Reitsma, J. Hardt, Z. Tarique // SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition. – 2012. doi: <https://doi.org/10.2118/156902-MS>.
11. Nayeem A.A. Monitoring Of Down-Hole Parameters For Early Kick Detection. Master's Thesis. – Memorial University of Newfoundland, 2016 – 111 p.
12. Osarogiagbon A. A new methodology for kick detection during petroleum drilling using long short-term memory recurrent neural network [Text] / A. Osarogiagbon, S. Muojeke, R. Venkatesan, F. Khan, P. Gillard // Process Safety and Environmental Protection. – 2020. – V. 142. – P. 126 – 137. doi: <https://doi.org/10.1016/j.psep.2020.05.046>
13. Tost B. Early Kick Detection from Downhole Measurements: A Novel Method for Reducing the Frequency and Magnitude of Loss-of-Well-Control Events [Text] / B. Tost, R. Carney, J. Fred, A. Suhag // Offshore Technology Conference. – 2020. doi: <https://doi.org/10.4043/30831-MS>
14. Yin Q. Downhole quantitative evaluation of gas kick during deepwater drilling with deep learning using pilot-scale rig data [Text] / Q. Yin, J. Yang, M. Tyagi, X. Zhou, X. Hou, N. Wang, G. Tong, R. Xie, H. Liu, B. Cao // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. – V. 208. – Part A. doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109136>
15. Yuqiang X. Methods of Early Gas Kick Detection and Well Control Risk Assessment in Deepwater Drilling [Text] / X. Yuqiang, G. Zhichuan, W. Chen // SPE International Conference and Exhibition on Health, Safety, Security, Environment, and Social Responsibility. – 2018. doi: <https://doi.org/10.2118/190510-MS>

ИЗУЧЕНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПАРОВ ДЕАСФАЛЬТЕНИЗИРУЮЩИХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ НА НЕФТЕНАСЫЩЕННУЮ КОЛОНКУ С КВАРЦЕВЫМ ПЕСКОМ

Ярков М.В., Аскарова А.А.

Научный руководитель доцент Ю.В. Коржов

Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Колончные эксперименты по моделированию нефтеотдачи относятся к простым методам оценки отклика нефтяной системы на различные физико-химические воздействия. В данной работе изучалось влияние парогазовых смесей легких алкановых растворителей с пропаном на нефтенасыщенную колонку с молотым кварцем.

Ранее [2] проведенные эксперименты показали, что воздействие на капельную или пленочную нефть парами асфальтенонасаждающих растворителей приводит к резкому изменению реологии нефти: 1) значительное понижением вязкости нефти наблюдается при разбавлении нефти растворителем менее чем на 50 %; 2) асфальтены адсорбируются на породе в виде аморфного осадка, не мешающего движению нефти (рис. 1).

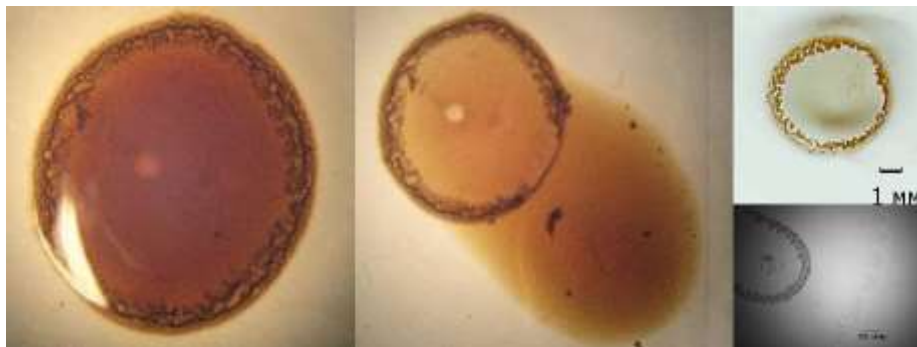


Рис. 1. Микрофотографии продуктов, образовавшихся при разделении компонентов нефти в парах н-гексана на поверхности стекла при нормальных условиях

В работе [1], в условиях короткой насыпной модели (рис. 2) авторы сравнивали эффективность воздействия паров н-гексана на процесс нефтеотдачи колонки под действием гравитации при различных температурах (25,40 и 60°C) и при разном количестве нефти на породе (3, 6, 9 и 11 % об.). По масштабному условию подобия $(L^2/k)_{\text{мод}} = (L^2/k)_{\text{нат}}$, где L – длина пористой среды; k – проницаемость, применяемая насыпная модель соответствует участку пласта длиной 60-190 см с высокой или очень высокой проницаемостью (класс 2 (0,5-1,0 мкм²) и 1 (более 1,0 мкм²) песчано-алевритовый коллектор по А.А. Ханину), то есть моделируется призабойная зона или трещина разрыва.

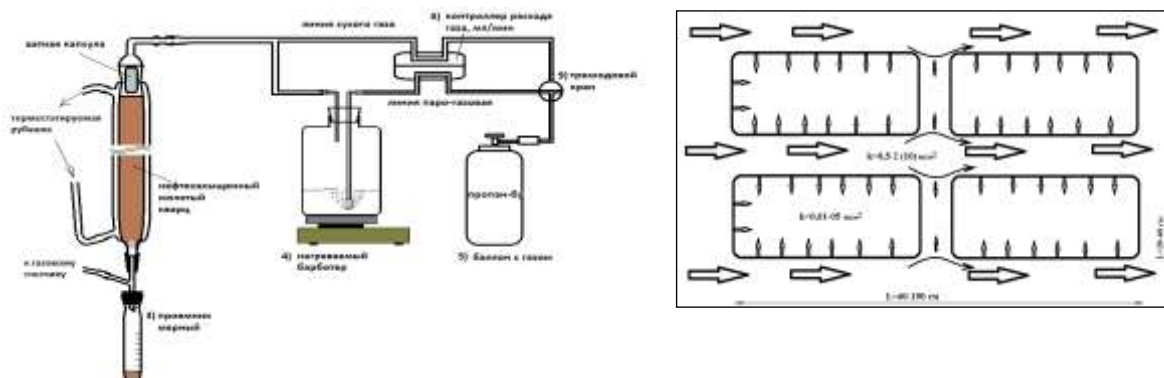


Рис. 2. Схема насыпной колонной модели с нефтенасыщенным кварцевым песком (а) [1] и возможное физическое представление моделируемых пластовых условий (б)

Эксперименты с н-гексаном показали, что нефтеотдача системы при парогазовом воздействии зависит от ряда действующих одновременно факторов: 1) наличие термобарических условий насыщения нефти растворителем; 2) разбавление растворителем на 30 – 40 % и связанное с этим изменение реологических свойств нефтяной фазы; 3) осаждение асфальтенов и связанное с этим изменение реологических свойств нефти; 3) адсорбция нефти на породе.

В продолжение данной работы были выполнены сравнительные исследования воздействия на нефть паров разных алкановых растворителей при адсорбционном влиянии породы. Эксперимент, также как в работе [1], проходил с применением колонной насыпной модели. Рассмотрено воздействие на нефть паров петролейных эфиров ПЭ40-70, ПЭ70-100, циклогексана в сравнении с н-гексаном. Цель: выбор наиболее эффективного вытесняющего агента при варьировании температуры 25 и 40°C и количества нефти на породе – 6,9 и 11 % об.

Обобщенные результаты экспериментов представлены графически на рисунке 3.

Обработка нефтенасыщенного песка парами н-гексана, петролейных эфиров ПЭ40-70, ПЭ70-100, циклогексана приводит к устойчивой и эффективной нефтеотдаче, как результат изменения реологических свойств нефти, при условии насыщения нефти растворителем. При 25°C и атмосферном давлении обеспечиваются оптимальные условия для насыщения нефти легким растворителем – нефтяная фаза мобилизуется и перемещается по колонке валом, порода очищается, на выходе из колонки наблюдается незначительное выпадение асфальтенов. При 40°C условия для насыщения приемлемы только для ПЭ70-100. Другие растворители при 40°C приводят в среднем к более низкой нефтеотдаче колонки, чем при 25°C, особенно это заметно при низком нефтенасыщении песка (6 % об). Деасфальтизация продуктов отмечена для всех применяемых растворителей. Меньше всего осаждает асфальтены циклогексан – количество асфальтенов в продуктах меньше в 0,8-1,3 раза, чем в исходной нефти. В случае других рассматриваемых растворителей уменьшение асфальтенов в продуктах может достигать 4 – 7 раз и выше. Явной связи степени деасфальтизации нефти и величины нефтеотдачи колонки не выявлено.

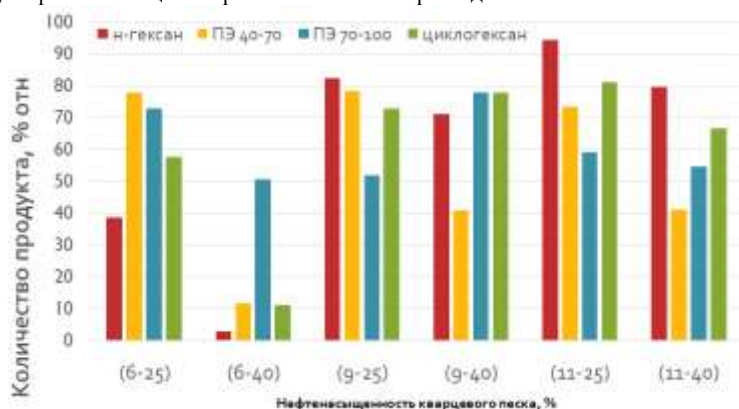


Рис. 3. Выход подвижной нефтяной фазы в задаваемых условиях эксперимента

В представленных экспериментах достигается частичная деасфальтизации (на 10 – 80 %), происходящая при добавлении осадителя в количестве до 40 % от объема нефти в колонке. Предполагается, что осаждаются часть асфальтенов, по данным объемных экспериментов в колбах, является высокополярными асфальтенами с повышенным содержанием ароматических фрагментов и сульфоксидных групп [3]. Полная деасфальтизация не наблюдается. Изменение реологии нефти и высокий уровень нефтеотдачи фиксируется для всех рассматриваемых концентраций нефти для кварцевого песка, в случае соблюдения температурных условий насыщения нефти растворителем (25°C).

Наиболее устойчивая нефтеотдача (в среднем 50 – 77 %) во всех режимах эксперимента достигается при применении ПЭ 70-100, так как он хорошо растворяется в нефти как при 25, так и 40°C.

Литература

1. Ермак А. Д., Мизина Н. В. Колоночная насыпная модель коллектора для исследования изменения состава и свойств нефти в пласте парогазовыми смесями легких углеводородов // Проблемы геологии и освоения недр. – 2018. – С. 117-119.
2. Коржов Ю.В., Орлов С.А. Агрегирование и коагуляция асфальтенов в пленке нефти: физические характеристики продуктов поверхностных отложений // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2016. – Т.327. – №12. – С.62 – 74.
3. Нехорошев С.В., Коржов Ю.В., Кузьменко О.С., Кульков М.Г. Особенности осаждения асфальтенов нефти Западно-Салымского месторождения некоторыми алифатическими углеводородами // Естественные и технические науки. – 2016. – № 12 (102). – С. 14 – 22.

GENETIC CLASSIFICATION OF GRANITE ROCKS FROM SYROSTAN MASSIVE USING TRACE ELEMENTS

Ibrahim M.A, Aslanidi K.L, Akhmatov S.S, Egorov A.I, Zhukovsky A.S, Ivanov I.S, Karsliev A.V, Makhnachev I.A, Pursanov D.V, Pursanov K.V

Scientific supervisor Associate Professor A.E. Kotelnikov
Peoples' Friendship University of Russia

Introduction. The genetic categorization scheme for granitic rocks has continuously developed and become increasingly thorough since the 1970s. S-, I-, M-, and A-types are the general divisions based on the protolith's nature [1]–[3]. This classification has the advantage that it can both reveal the tectonic context and reflect the peculiarities of the magma source. The principal components of granitic rocks typically make up the lowest eutectic point after significant fractional crystallization, making it impossible to distinguish protoliths, which makes it difficult to describe the genetic type of highly advanced granites [4].

To begin, the possibility of Syrostan massive granites being M-type is easily ruled out, because M-type granite magmas originate in the mantle and are rich in MgO, Fe₂O₃, and poor in SiO₂ and Al₂O₃ [5], whereas Syrostan granite contain high SiO₂, high alkali, and are in MgO and Fe₂O₃. Furthermore, S-type granites have high aluminum saturation indices

($ASI > 1.1$), a low Na_2O (3.2 wt.%), and the correlation between SiO_2 and P_2O_5 showing increasing trend, which are commonly used to differentiate them from I-type granite [5]. The Syrostan granites, however, lack diagnostic aluminum-rich minerals like garnet or primary muscovite and instead show low ASI value in the range between 0.07 to 1.01, comparatively high Na_2O (4.4-5.9 wt%), and minimal P_2O_5 (0.01 to 0.14 wt%) with a negative association to SiO_2 . Therefore, it is improbable that these granites are S-type. According to several research [6], [7].

It is particularly challenging to differentiate A-type granite from I-type granite highly fractionated as a result of these granitic rocks, as their degree of differentiation increases, would simultaneously display A-type and I-type properties [8]. High field strength elements (HFSEs) including Zr, Y, Nb, Ce and Ga are typically concentrated in A-type granites [9], with $(Zr + Nb + Ce + Y)$ invariably being larger than 350 ppm [10]. On the genetic type discrimination diagram (Fig. 1a-f), the Syrostan granites are enormous and are located adjacent to the I- and S-type fields. This makes it simple to classify these granites as A-type based on the data and diagrams. Syrostan granites, on the other hand, have low contents of HFSE (with average 160 ppm of $Zr + Y + Nb + Ce$, is far less than 350 ppm), which is similar to data from a previous study in the massive region that showed an average content 246 ppm of $Zr + Y + Nb + Ce$) and diagnostic of A-type granite minerals (aegirine, riebeckite and fayalite). As a result, the possibility of A-type granite in Syrostan massive can be ruled out. I-type granite in Syrostan massive is characterized by high SiO_2 (69.5-73.5 wt.%) and $K_2O + Na_2O$ (8–8.8 wt.%), low MgO (0.08–1.65 wt.%), and metaluminous. According to many studies, the typical I-type granite series is deficient in Ti, P, and Eu. Furthermore, the Y increase with increasing Rb on (Fig. 2) diagram, demonstrates I-type fractionated trend. The ternary plot Sr, Rb, and Ba (Fig. 3) [11] reveals that the granite has a significant amount of Sr-Ba granitoids.

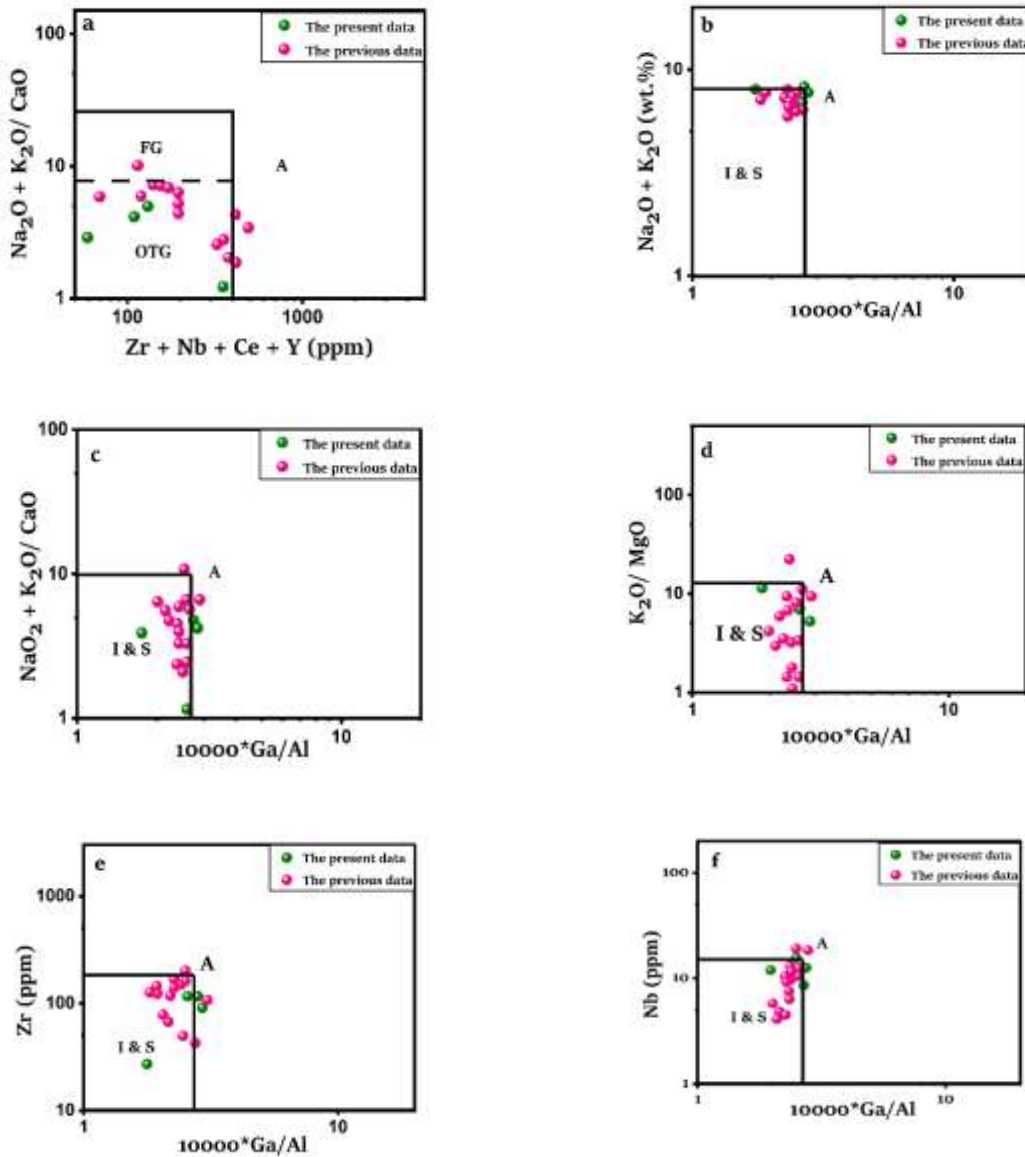


Fig. 1. Plot to distinguish A, I, and S type granite [10]

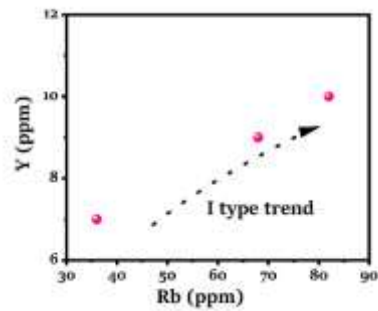


Fig. 2. Plotting of Y vs. Rb shows increasing trend

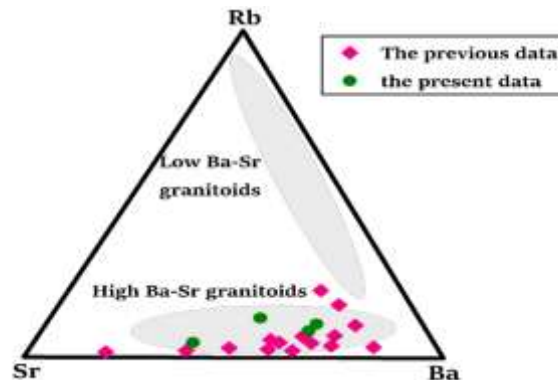


Fig. 3. Sr-Rb- Ba ternary plot demonstrates the Sr-Rb-Ba ternary plot demonstrating the Ba enriched the granitic rocks.

To summarize, the granite of the Syrostan massive is likely to be fractionated I-type granite on the petrological and geochemical characteristic of the sample.

References

1. Zhu R. Z. et al. Early-Cretaceous highly fractionated I-type granites from the northern Tengchong block, western Yunnan, SW China: Petrogenesis and tectonic implications //Journal of Asian Earth Sciences. – 2015. – T. 100. – C. 145-163.
2. Wu F. et al. Highly fractionated I-type granites in NE China (II): isotopic geochemistry and implications for crustal growth in the Phanerozoic //Lithos. – 2003. – T. 67. – №. 3-4. – C. 191-204.
3. Černý P., Ercit T. S. Canadian Mineralogist. – 2005.
4. Li X. H. et al. U–Pb zircon, geochemical and Sr–Nd–Hf isotopic constraints on age and origin of Jurassic I- and A-type granites from central Guangdong, SE China: a major igneous event in response to foundering of a subducted flat-slab? //Lithos. – 2007. – T. 96. – №. 1-2. – C. 186-204.
5. Chappell B. W., White A. J. R. Two contrasting granite types: 25 years later //Australian journal of earth sciences. – 2001. – T. 48. – №. 4. – C. 489-499.
6. Wu F. Y. et al. Highly fractionated granites: Recognition and research //Science China Earth Sciences. – 2017. – T. 60. – C. 1201-1219.
7. Guo X. et al. The Permian Sn metallogenic event and its geodynamic setting in East Kunlun, NW China: Evidence from zircon and cassiterite geochronology, geochemistry, and Sr–Nd–Hf isotopes of the Xiaowolong skarn Sn deposit // Ore Geology Reviews. – 2020. – T. 118. – C. 103370.
8. Yin J. et al. Late Silurian–early Devonian adakitic granodiorite, A-type and I-type granites in NW Junggar, NW China: partial melting of mafic lower crust and implications for slab roll-back //Gondwana Research. – 2017. – T. 43. – C. 55-73.
9. Sakr S. M., Bamoussa A. O., Gad A. Nb-Zr enrichment in Jabal Al Bayda A-type granites, western Arabian Shield, Saudi Arabia: interplay of magmatic and hydrothermal processes //Journal of Taibah University for Science. – 2022. – T. 16. – №. 1. – C. 505-524.
10. Whalen J. B., Currie K. L., Chappell B. W. A-type granites: geochemical characteristics, discrimination and petrogenesis //Contributions to mineralogy and petrology. – 1987. – T. 95. – C. 407-419.
11. Santosh M. et al. Neoproterozoic arc magmatism in the southern Madurai block, India: Subduction, relamination, continental outbuilding, and the growth of Gondwana //Gondwana Research. – 2017. – T. 45. – C. 1-42.

A METHOD FOR EVALUATING FIELDS IN ORDER TO SELECT CRITERIA FOR CONFIGURATIONS OF INTEGRATED MODELS

Kim V.V.

Scientific supervisor professor O.S. Chernova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Integrated modeling is currently being increasingly used by engineers when solving problems in the development of oil and gas fields. It allows you to combine several models at once, thereby improving the accuracy of the assessment of key indicators and the quality of decision-making. The main input elements of the integrated model are the reservoir model (calculation of development indicators for the short and long-term horizon), well models (calculation of multiphase flow along the wellbore, analysis and design of well operation methods), a model of the collection, transportation system and a model of reservoir pressure maintenance (hydraulic calculations, optimization calculations), a model of the preparation system (calculation parameters of operation of technological installations, optimization of operational indicators, logistics model (calculation of delivery/shipment dates, taking into account opportunities and limitations) and economic model (calculation of economic indicators according to development scenarios). However, before making a decision to use and build an integrated model, it is necessary to understand whether it would be advisable to build detailed, full-scale integrated models (IM) for a particular field [1].

However, at the moment there is no single classification or recommendation for the application of integrated models of various details to certain development objects with unique sets of characteristics. In this connection, there is a need to create a method for evaluating the criteria for determining the configurations of integrated models at various facilities, taking into account the specifics of fields and grouping the Company's assets according to this methodology. As a basis for making a decision, it is proposed to use a set of composite criteria that allow you to determine how much an asset is a priority and significant in the company's portfolio. Then it is recommended to understand the complexity of the asset in terms of ground and underground components and, finally, to determine how much detailed IMA component models are needed for this asset. Obviously, the higher the complexity of a particular indicator, the more difficult it is to reliably predict its potential. With the correct selection of configurations of integrated models, the engineer will have the opportunity to save both material and time resources while obtaining optimal scenarios for the development of his field. And as a result, this classification of assets will be a tool for balancing costs and results [2].

Step 1. Preparation of the source data

To implement this methodology, you need information about all the estimated fields within your sample. It is proposed to use the classification of fields according to three composite criteria – the importance of the field in the company's portfolio and its potential, the complexity of the reservoir and the intensity of development, the complexity and loading of the ground infrastructure. These criteria are divided into indicators of the field.

Step 2. Determination of field performance scores

It is proposed to rank each indicator of the field from the 1st to the 10th. The variation of the value will be a geometric progression. The minimum value (b1), which will be the first value of the progression, and the maximum, which will be the last (b9), are required as input data. The calculation of each subsequent value will be calculated according to the geometric progression formula.

Step 3. Selection of weighting coefficients

It is recommended to estimate the weighting coefficient of the field indicator independently, depending on the characteristic features of the analyzed asset portfolio. This is presented in the fig. 1.

After the process of assigning a score, it is necessary to proceed further to the process of calculating the weighted score. The formula for calculating it is the product of the weight coefficient within the group by its score, defined above.

Step 4. Calculation of points for all three criteria for each field

Then, for each of the three criteria, the sum of all its corresponding weighted scores is calculated. Below, in the application section of step 3, an expert assessment of the weighting coefficients of the indicators is given.

Step 5. Grouping by median indicator

In order to determine the group of fields, it is necessary to set a number of conditions for three points of criteria. To do this, you first need to calculate the median indicator for each criterion, respectively. Then compare the individual value of the criterion of a certain field with the calculated median indicator and correlate it into the appropriate group. For example, if the indicator of significance and potential for an individual field is higher than the median, then it automatically falls into group 1 or 2. Information about the characteristics of the groups is listed below. Then the collector complexity indicator is compared with the median value, if it is exceeded, the asset falls specifically into group 2. In the end, the last comparison of the third indicator of the complexity and load of the ground infrastructure with the average value comes, on which the belonging of the field to the subgroup a or b depends. This approach allows us to correlate and classify fields according to further recommendations for the use of integrated asset modeling tools.

Based on this methodology, it is proposed to define a number of criteria for the selection of configurations of integrated models at various facilities, taking into account the characteristics of fields. At the same time, it should be understood that the proposed methodological approach allows us to obtain estimates based on numerical indicators characterizing a particular asset, which are a good "zero approximation" and should be verified at the expert level.



Fig. 1 Selection of criteria and selection of weight coefficients

References

1. Povyshev K.I., Vershinin S.A., Blablyas A.N., Vernikovskaya O.S. Integrated model as a foundation for choosing a method of operation at a field with a high gas content. // Exposition Oil and Gas. – No.71. – Moscow, 2019 – pp. 60 – 63
2. Filippov E.V., Chumakov G.N., Ponomareva I.N., Martyushev D.A. Application of integrated modeling in the oil and gas industry. // Subsurface use. – No. 4. – Perm, 2020 – p. 386 – 400.

WELL COMPLETION OPTIMIZATION USING THE «FISHBONE» TECHNOLOGY UNDER CONDITIONS OF FACIES HETEROGENEITY OF THE MESSOYAKHA TYPE RESERVOIR

Polianskii V.A.

Scientific advisor professor Chernova O.S.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

On the modern stage of oil industry, the part of hard-to-extract reserves is growing every year. Such category of reserves includes reservoirs with transition and continental genesis. These deposits are characterized by the high degree of uncertainty, small sizes of sand bodies and great shale content. The main ways how to produce oil from such complex objects are drilling horizontal wells (which intersect as more sand bodies as possible) with multi-stage fracturing. However, sometimes such methods of enhanced oil recovery are not effective due to geological and technological limitations. For example, hydraulic fracturing (HF) is not recommended in the reservoir where water saturated horizons are close to horizontal wellbore due to the risk of fracture to penetrate them and cause water coning.

Vostochno-Messoyakhskoe field is a complex reservoir which is characterized by a few significant features:

1. High degree of facial heterogeneity.
2. Many faults, different levels of water oil contact (WOC) and gas-oil contact (GOC).
3. Unconsolidated rocks.
4. Gas cap with abnormal properties.
5. 65 % hydrocarbon reserves are in zone with bad poroperm properties (middle and top part of the reservoir).

Drilling a long horizontal wellbore is limited by risk of well collapse and low production build-up. On the other hand, HF is also unrecommended due to presence of gas cap and necessity to keep it unproduced in order to avoid sharp reservoir pressure decline.

Thus, more effective completion decision has to be made which takes into account all features and geological characteristics of the target reservoir – formation PK₁₋₃. The goal of this research is to suggest recommendations for well completion optimization using the «Fishbone» well design under conditions of facies heterogeneity of the Messoyakha type reservoir.

First of all, object of research has to be described. Vostochno-Messoyakhskoe oil gas condensate field is located at Yamal-Nenets Autonomous District and consists of eight petroleum plays. The main object is formation PK₁₋₃ – Pokurskoe suite which is deposited at relatively small depth (around 800 m). This formation is divided into three cyclites [1]. Each of them is characterized by its own sedimentary environment.

- Cyclite C (the deepest): deltaic channels.
- Cyclite B: tidal sandy flat.
- Cyclite A: tidal shaly-sandy flat.

After considering the properties in each cyclite it can be said that trends of characteristics from bottom to top of formation is following:

1. Degree of rock consolidation decreases
2. Reduction of sand content
3. Higher reservoir compartmentalization
4. Worse poroperm properties
5. Transition from deltaic to tidal flat environment
6. Sand bodies orientation: S-W (channels) → S-E (flats)

According to the field development experience optimal length of horizontal section in wells is 1000 m. For production from cyclite C most optimal case is using horizontal and multilateral wells for zones with good properties and shale zones

respectively (Figure 1). In cyclite B the most effective well design is «Fishbone» wells of vertical design (main hole drilled in C-cyclite). flow rate of «Fishbone» is more by 50-80% than flow rate from horizontal well [2].

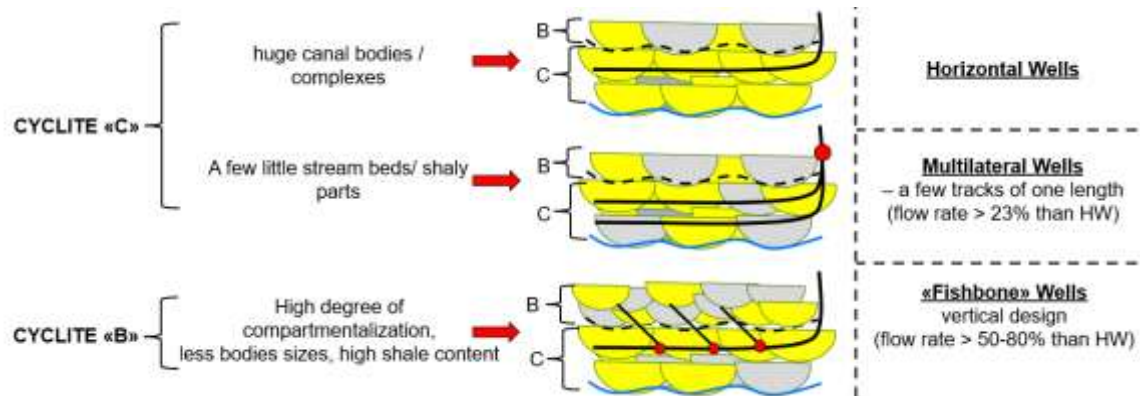


Fig. 1. Experience and key features of formation PK₁₋₃ development [2]

In order to estimate «Fishbone» wells performance, simplified geological and hydrodynamic flow models should be built. Parameters of model grid is described in Table 1.

Characteristics of the grid

Table 1

Model characteristics	Cyclite C	Cyclite B	Cyclite A
Bodies orientation in horizontal plane (azimuth), °	225	135	135
Net to Gross, v/v	0.75	0.6	0.45
Sells number (Z-axis)	10	20	20
Grid size	100x100		
Sells orientation, °	45		
Sells number (total)	955500		

In order to fill grid with «net-to-gross» properties, object modeling method was used. The size and orientation of sand bodies was changed in each layer – cyclite (Figure 2).

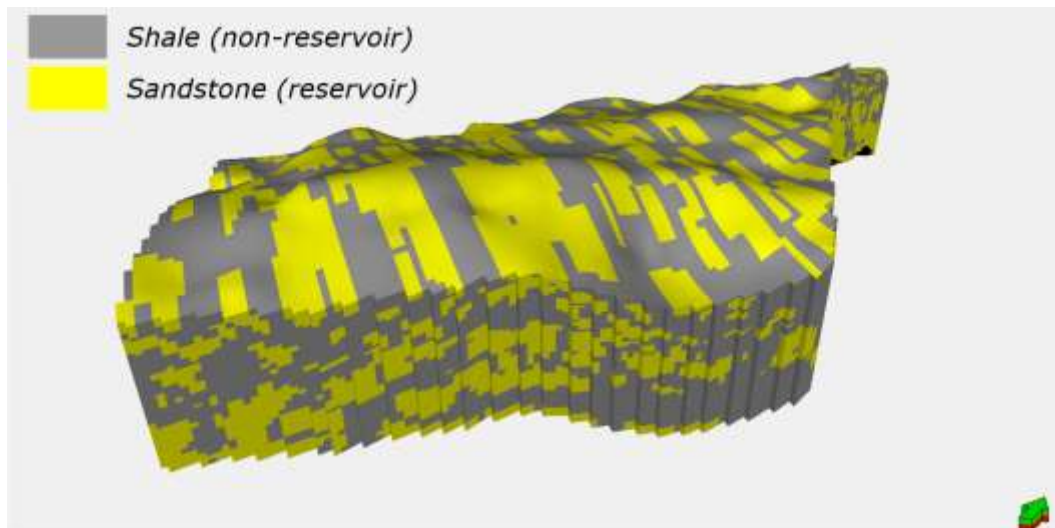


Fig. 2. Simplified geological model (sand bodies distribution)

After PVT-properties was adjusted, «Fishbone» wells of different designs were analyzed. First of all, design of horizontal well and «Fishbone» well with 6 and 8 tracks were compared. It can be said that «Fishbone» wells are even more effective than wells with horizontal section 6 which is two times longer than main hole of considered «Fishbone» wells (Figure 3).

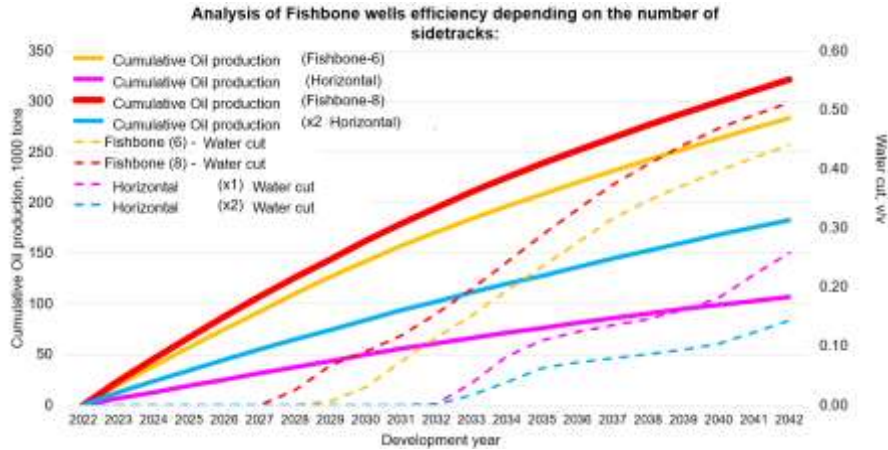


Fig. 3. Comparison of horizontal and «Fishbone» wells with various number of sidetracks

According to literature review and conducted model analysis, growth of angle increases drainage area and change sidetracks interfering [3]. However, when certain angle is achieved, higher values of angle cause relative low growth of production. For following calculation optimal angle between main hole and sidetrack is assumed to be 45°.

Then, the three cases of line drive flooding development systems were compared: with horizontal producers, «Fishbone» producers with 6 and 8 sidetracks. The resulted is presented at the Figure 4.

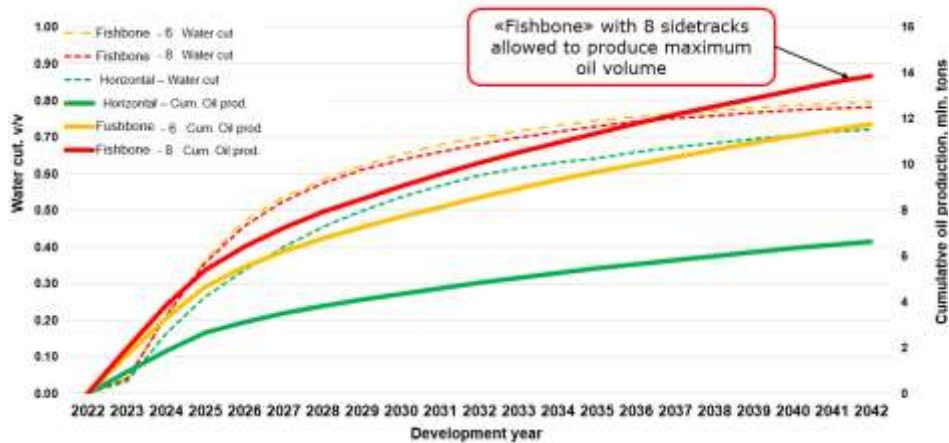


Fig. 4. Comparison of the development schemes

At the end, some completion recommendations can be made.

Development of cyclite C.

For tectonic blocks with oil-saturated thicknesses – drilling of multilateral wells (in shaly zones) and horizontal wells (zones with good properties) is effective. Length of horizontal sections – 1000 m. Drilling of wells should be made in the southeast direction, azimuth 225° (along large channel systems).

Development of cyclite B.

Calculations proved the efficiency of «Fishbone» wells of lateral design with 8 sidetracks (angle 45°). For further optimization, it is possible to increase the number of sidetracks to 10-12 (further increase will be impractical due to high wellbore interfering and too small distance between the tracks) and the angle with the main hole for accelerated production. When developing in blocks with oil-saturated cyclite "C" - drilling of the main hole in "C" with subsequent sidetracking in cyclite "B" should be made in order to involve it in development. The length of the parent wells is 1000 m, sidetracks – 300 m. Drilling of wells in the southeast direction, azimuth 225° (to involve a larger number of isolated lenses).

Development of cyclite A.

It should be performed only after development of the oil part of the reservoir. It is advisable to develop oil-saturated thicknesses according to the same principle as cyclite "B" (similar morphology of reservoir bodies).

References

1. Akhmetov M. et al. Drilling extended reach well with eight fishbone sidetracks: East Messoyakha field // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – OnePetro, 2019.
2. Belozerov B. V. et al. The strategy of taking into account the lateral heterogeneity of the PK1-3 reservoir during geological support of horizontal wells drilling at the Vostochno-Messoyakhskiye field // PRONEFT. – 2018. – №. 1. – С. 12-14.
3. Lian P. et al. A model for coupling reservoir inflow and wellbore flow in fishbone wells // Petroleum Science. – 2012. – Т. 9. – С. 336-342.

MULTI-OBJECTIVE AHM WORKFLOW INTERGRATING THE 4D SEISMIC DATA

Pokatilov V.

Scientific advisor associate professor V.S Rukavishnikov
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Hydrocarbon reservoirs are formed during complex geological and tectonic processes. These processes control the reservoir properties and its architecture. Reservoir modelling is frequently used in order to assess and manage the hydrocarbon field. The models are commonly characterized with high level of uncertainty due to limited differently-scaled geological knowledge. The amount of different scale geological uncertainties makes it difficult to manage the field development. High uncertainty tends to high risks in terms of petroleum business. Decreasing the uncertainty level of geological models is an essential pathway in order to make this «tool» work more precisely with sufficiently reliable outcomes in medium- and long-term forecasts of production and field management. Assisted history matching of reservoir simulation models is commonly used to reduce the level of uncertainty so that the quality of predictions based on the model increased.

Assisted History Matching (AHM) is the process of using production history in order to improve the reservoir characterization in a particular hydrocarbon field. The parameters controlling the architecture and behaviour of the reservoir are varied during history matching so that the best match between simulations and the historical production data is obtained. [2]. AHM process involves well production data, however time-lapse seismic (TLS) data also could be used [5]. Time-lapse seismic is a proven technology for reservoir monitoring that has been widely implemented for reservoirs study around the world. TLS or 4D seismic is a common 3D seismic survey repeated in time, so that the results of field production for particular time-period could be tracked spatially. The pressure and saturation differences due to production build the physical basis of TLS usage, as these parameters directly affect the amplitude-frequency response of the field [1].

The implementation of 4D seismic data positively affects the AHM process. This is due to well data defines relatively small representative volume in scale of whole field, which might result in the lack of information about one of the main reservoir management factor – remaining hydrocarbons localization. Combining relatively «local» well production data with «global» TLS interpretation results tends to improve the general understanding of reservoir architecture and dynamic behavior.

There are two commonly used techniques to implement 4D seismic data into AHM process: simulation-to-seismic (Sim2Seis) and seismic-to-simulation (Seis2Sim). The former is used to validate and optimize the reservoir models by estimating a synthetic 4D seismic response, which is based on particular simulation run. This response is then compared with actual TLS data, after which the reservoir model is updated and tuned in order to find a better match. The latter is performed by inverting the seismic data into volumes of pressure and saturation changes so that each outcome of simulation run could be compared with it. Further discussion is aimed on the Seis2Sim technique. AHM process uses objective function (OF), so that the mismatch between production and simulation data is minimized. There are some key issues with defining the OF for TLS data integrated to AHM process. These are concerned with the absence of robust and consistent methods for measuring the mismatch, its sustainability to essential noise in seismic data encountered, as well as rational optimization algorithm choice.

The main purpose of this paper is development of the complex methodology for of time-lapse seismic response implementation into the assisted history matching workflow. Methodology validated on a synthetic Brugge Oil Field model, based on real data from BRENT fields of the North Sea. The dataset is also provided with synthetic 4D seismic data – pressure and saturation difference cubes after 10 years of field production [6].

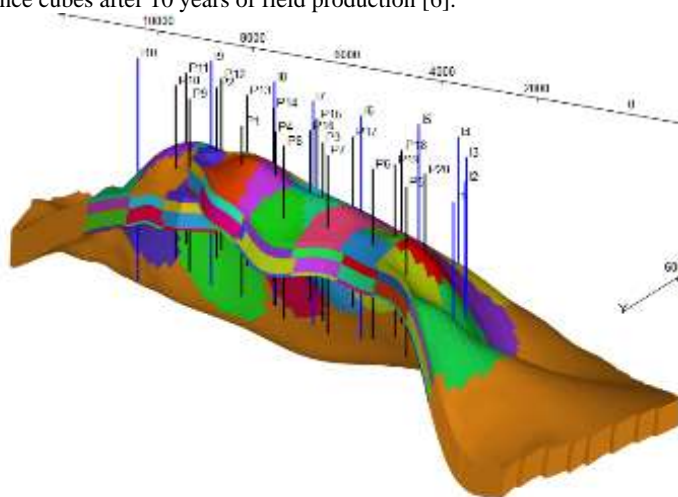


Fig. 1. Subregions for each well and formation used for calculation of 4D seismic objective function

At first, each of the four geological formations were analyzed, so that the structural, geological and uncertainties were stated and encountered into the workflow for geological modelling. These included analysis of depositional conditions, assessment of porosity-permeability relationship per facies, various saturation models. Prior geological knowledge about

channel thickness/width relationship used for reducing the uncertainty of geobody geometry in Schelde fluvial formation [7]. In total, 27 variables are used in workflow to define the geological setting for each case. Additional 18 parameters used to manage the OWC and petrophysical uncertainties (poro-perm, J-function, relative permeabilities). Secondly, the unique approach for measuring the mismatch proposed. Instead of using cell-by-cell technique, specific regions were defined for each formation within each producer and injector.

After that, the objective function for TLS data is defined:

$$4D_{OF} = \min \sum_s w_s \left(\sum_{\Delta P, \Delta S} w_{\Delta P, \Delta S} X \right)$$

where s – subregions, w_s – weight of each subregion, ΔP & ΔS – pressure and oil saturation parameters estimated within each subregion, $w_{\Delta P, \Delta S}$ – weights of these parameters, X – difference of pressure or oil saturation between TLS and simulation data.

Due to significant difference between the physical meaning and actual values of TLS and well data, objective functions for them calculated separately. This resulted in further optimisation with two different objective functions, which is multi-objective optimisation. Multi-objective methods improve performance of the optimisation and history matching phases by increasing the diversity of possible solutions for the same computational cost of Single Objective methods. Obtaining a more diverse set of solution is important to ensure robustness of the predictions and decisions made [8]. Thus, the well production data OF is defined as:

$$well_{OF} = \min \sum_{q_o, q_w, BHP} \frac{w_{q_o, q_w, BHP}}{\sum_{q_o, q_w, BHP} w_{q_o, q_w, BHP}} \left(\sum_{well} \frac{w_{well}}{\sum_{well} w_{well}} \left(\frac{\sum_{n=k}^N l_n S}{\sum_{n=k}^N l_n} \right)^{0.5} \right)$$

where $w_{q_o, q_w, BHP}$ – weights of parameters in objective function, w_{well} – weights for wells, S – error between calculated and historical values of each parameter, n – number of timestep, l_n – length of timestep between k -step and N (last) step.

Finally, after sensitivity analysis and parameterisation validation through stochastic Latin Hypercube sampling, multi-objective optimization performed by Particle Swarm Optimization algorithm. Particle Swarm Optimisation is a multi-agent based global optimisation algorithm. Swarms (populations) are initially placed in random positions of the search space, moving in random directions. The direction itself represents the experienced success of each particle and its neighborhood in searching of the better location (solution). This algorithm is simple, fast and effective in searching for the global optima [3].

This experiment included 600 iterations for multi-objective optimization, after which the best-fit models were obtained by Pareto-front analysis of defined OFs. The Pareto front is defined as the set of non-dominated solutions, where each objective is considered as equally good [4]. Best-matched results are presented for some wells on the figure below:

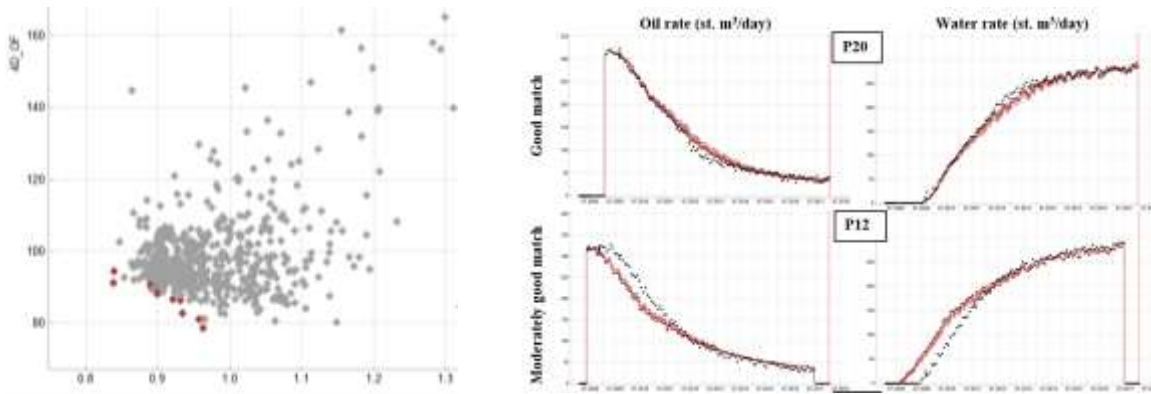


Fig. 2. Pareto-front with multiobjective solutions (left) and oil/water rates of some producers in best-fit (red) cases

The following conclusion is made as a result of this study:

- Proposed methodology is simple and ready-to-use in petroleum industry, it has satisfactory testing results;
- The scope for further research in this area is developed. It is concerned with weighting of regions used in TLS objective function, choice of the proper optimisation algorithm and its. Finally, the reliable amount of algorithm iterations is the point to look at. There must be a tradeoff found between the amount of time spent on the AHM and the reliability of its outcomes.

References

1. Johnston D. H. Practical applications of time-lapse seismic data. – Society of Exploration Geophysicists, 2013.
2. Maschio C., von Hohendorff Filho J. C., Schiozer D. J. Methodology for data assimilation in reservoir and production system to improve short-and medium-term forecast // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – T. 207. – C. 109083.
3. Mohamed L. et al. Application of particle swarms for history matching in the Brugge reservoir // SPE Annual Technical Conference and Exhibition? – SPE, 2010. – C. SPE-135264-MS.

4. Mohanty R., Suman S., Das S. K. Modeling the axial capacity of bored piles using multi-objective feature selection, functional network and multivariate adaptive regression spline // Handbook of Neural Computation. – Academic Press, 2017. – С. 295-309.
5. Oliver D. S. et al. 4D seismic history matching // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Т. 207. – С. 109119.
6. Peters E. et al. Results of the Brugge benchmark study for flooding optimization and history matching // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2010. – Т. 13. – №. 03. – С. 391-405.
7. Rojas T. et al. Reducing uncertainty in modelling fluvial reservoirs by using intelligent geological priors // Geostatistical Congress, Oslo. – 2012. – С. 152-153.
8. Soltani-Mohammadi S., Safa M., Mokhtari H. Comparison of particle swarm optimization and simulated annealing for locating additional boreholes considering combined variance minimization // Computers & Geosciences. – 2016. – Т. 95. – С. 146-155.

MACHINE-LEARNING PREDICTIONS CO₂ SOLUBILITY AND RESIDUAL TRAPPING INDEXES

Shadfar Davoodi, Mohammed Al-Shargabi

Scientific advisor Associate Professor V.S. Rukavishnikov
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Ongoing human activities that emit carbon dioxide (CO₂) into the atmosphere cause severe air pollution that leads to complex changes in the climate, which poses threats to human life and ecosystems. Geological CO₂ storage (GCS) is seen as a promising solution to address this environmental issue by removing some of the CO₂ emissions. To ensure the success of GCS projects, it is crucial to understand the efficiency of CO₂ solubility and residual trapping in saline aquifers. There are different strategies to reduce CO₂ emissions, including carbon capture and storage (CCS) and carbon capture utilization and storage (CCUS). The distinction between CCS and CCUS is based on the final destination of the captured CO₂. In CCUS, the captured CO₂ is used to enhance oil production and provide long-term carbon storage. On the other hand, underground CCS only focuses on storage efficiency in target formations [1,2]. To predict the solubility trapping index (STI) and residual trapping index (RTI) of CO₂ in saline aquifers, this study employs four robust machine learning (ML) and deep learning (DL) algorithms.

Data collection and description.

To construct reliable ML or DL models for predicting CO₂ trapping indexes in potential storage reservoir formations, a large and trustworthy database is required. In this study, 6811 simulation records pertaining to CO₂ residual and solubility trapping indexes were compiled from published sources [1].

Methodology.

To predict STI and RTI accurately, four different machine learning and deep learning models - Extreme Learning Machine (ELM), Least Square Support Vector Machine (LSSVM), General Regression Neural Network (GRNN), and Convolutional Neural Network (CNN) were used on a dataset of 6811 simulation records from published studies. To evaluate the performance of the models, statistical error metrics such as Root Mean Squared Error (RMSE), Coefficient of Determination (R²), and Average Absolute Relative Error (AARE) were used along with score and robustness analyses. The dataset was divided into training and testing subsets, and each model was evaluated based on its ability to predict CO₂ STI and RTI. A sensitivity analysis was conducted, and it was found that the most consistent results were obtained when the data records were split into 80 % training and 20 % testing subsets. The workflow for developing the models and predicting STI and RTI based on eight input variables is described in Figure.

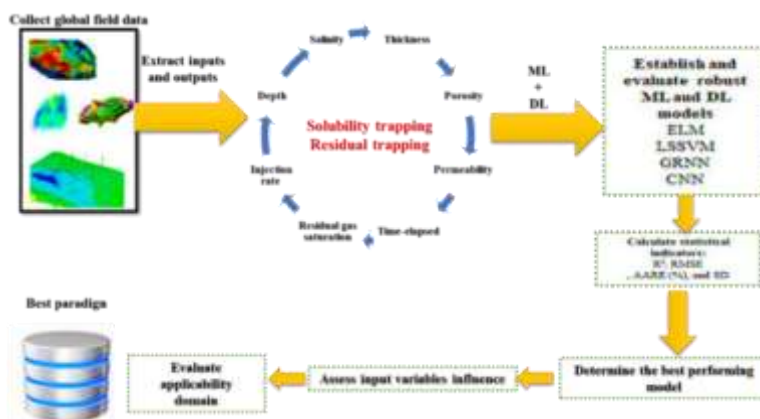


Fig. Schematic diagram of the implemented workflow for developing, evaluating, and comparing the ML and DL models for STI and RTI prediction. Reproduced with permission from [1]

Table presents the R², RMSE, and AARE values for each model's predictions of STI and RTI with respect to the testing and training subsets and for the trained model applied to the complete dataset. The best performing LSSVM model, considering results for the complete dataset, yielded the most dependable STI and RTI predictions. It delivered AARE, RMSE, and R² values of 1.1583 %, 0.0043, and 0.9985, respectively, for STI, and 1.3886 %, 0.0105, and 0.9965, respectively, for RTI.

According to the RMSE and AARE (%) values obtained by the models in predicting the STI and RTI, the models are ranked in the following order: LSSVM (best) < GRNN < ELM < CNN (worst).

Table

Statistical error metrics for the STI and RTI predictions made by the ML and DL models considering the training and testing subsets and the complete (Total) dataset. The table was reproduced with permission from [1]

Targeted variable	Model	Error metrics	Data subset		
			Training	Testing	Total
STI	ELM	R ²	0.9829	0.9824	0.9826
		RMSE	0.0149	0.0171	0.0153
		AARE (%)	3.6208	3.8569	3.6683
	GRNN	R ²	0.9995	0.9930	0.9981
		RMSE	0.0022	0.0098	0.0048
		AARE (%)	0.0740	1.5479	0.3689
	LSSVM *	R ²	0.9996	0.9943	0.9985
		RMSE	0.0020	0.0088	0.0043
		AARE (%)	1.1124	1.3417	1.1583
	CNN	R ²	0.9696	0.9648	0.9685
		RMSE	0.0217	0.0251	0.0225
		AARE (%)	13.645	9.6011	12.836
RTI	ELM	R ²	0.9962	0.9804	0.9953
		RMSE	0.0051	0.0253	0.0122
		AARE (%)	1.2371	6.0177	2.1938
	GRNN	R ²	0.9993	0.9824	0.9959
		RMSE	0.0045	0.0242	0.0114
		AARE (%)	0.1075	2.1755	0.5214
	LSSVM *	R ²	0.9994	0.9853	0.9965
		RMSE	0.0041	0.0219	0.0105
		AARE (%)	0.7529	3.9294	1.3886
	CNN	R ²	0.9632	0.9559	0.9617
		RMSE	0.0370	0.0409	0.0378
		AARE (%)	9.1038	9.0903	9.1011

(*) represents the best-performing model

To predict solubility trapping index (STI) and residual trapping index (RTI) accurately in saline aquifers, a prediction methodology using three machine learning models (ELM, GRNN, and LSSVM) and one deep learning model (CNN) was developed. The methodology was evaluated using a dataset of 6811 simulation records that had eight geologically relevant input variables, such as depth, salinity, porosity, thickness, permeability, injection rate, residual gas saturation, and time elapsed. The performance of the models was evaluated using statistical error metrics such as Root Mean Squared Error (RMSE) and Coefficient of Determination (R²), and score and robustness analyses were conducted.

The results showed that the LSSVM model outperformed the other three models in terms of predicting both STI and RTI, with RMSE and R² values of 0.00043 and 0.9985 for STI, and 0.0105 and 0.9965 for RTI, respectively. The score analysis also ranked LSSVM as the best performing model, followed by GRNN, ELM, and CNN. Additionally, the robustness analysis showed that the LSSVM model was the least influenced by white noise, making it the most robust of the four models.

Overall, the prediction methodology using LSSVM, GRNN, ELM, and CNN models was found to be effective in accurately predicting STI and RTI in saline aquifers based on the eight geologically relevant input variables.

References

1. Davoodi S. et al. Machine-learning predictions of solubility and residual trapping indexes of carbon dioxide from global geological storage sites //Expert Systems with Applications. – 2023. – T. 222. – C. 119796.
2. Al-Shargabi M. et al. Carbon dioxide applications for enhanced oil recovery assisted by nanoparticles: Recent developments // ACS omega. – 2022. – T. 7. – №. 12. – C. 9984-9994.

СЕКЦИЯ 7

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ АНАЛИТИЧЕСКИХ И ЧИСЛЕННЫХ МЕТОДОВ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОБСТВЕННЫХ ЧАСТОТ ТРУБОПРОВОДОВ

Беляев Н.В., Бабинова Д.И.

Научный руководитель доцент Г.Р. Зиякаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На основе расчета напряженно-деформированного состояния магистральных трубопроводов невозможно провести точный анализ прочности конструкции, а в некоторых случаях может быть неверно оценено состояние трубопровода. При современном развитии численных методов широкое развитие получил метод конечных элементов, позволяющий значительно расширить постановку задач.

Необходимость в расчете собственных частот возникает при исследовании динамического поведения конструкции под действием распределенных нагрузок.

В данной статье мы проведем сравнительный анализ аналитических и численных методов решения задач напряженно-деформированного состояния трубопроводов. Для этого решим одну и ту же задачу с помощью аналитического метода и метода конечных элементов в программе ANSYS. Исходные данные [1,2] предоставлены в таблице.

Таблица

Исходные данные

Наименование	Значение
Наружный диаметр трубопровода D , мм	530
Толщина стенки трубопровода d , мм	12
Длина трубопровода l , мм	12 000
Плотность стали $\rho_{ст}$, кг/м ³	7850
Плотность нефти $\rho_{н}$, кг/м ³	850
Модуль упругости E , Па	2×10^{11}
Момент инерции J , м ⁴	0,0496

Решение задачи аналитическим методом:

Момент инерции сечения J :

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64};$$

$$J = \frac{\pi \cdot (0,53^4 - 0,012^4)}{64} = 3,87 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4.$$

Распределенная нагрузка q :

$$q = \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2) \cdot g \cdot \rho_{ст}}{4} + \frac{\pi \cdot d^2 \cdot g \cdot \rho_{н}}{4};$$

$$q = \frac{\pi \cdot (0,53^2 - 0,012^2) \cdot 9,81 \cdot 7850}{4} + \frac{\pi \cdot 0,012^2 \cdot 9,81 \cdot 850}{4} = 16,981 \cdot 10^3 \text{ Н/м}.$$

Для решения задачи аналитическим методом представим данный трубопровод в виде балки и воспользуемся методом Максвелла-Мора [3].

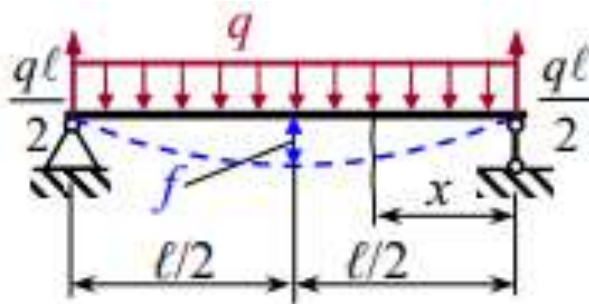


Рис. 1. Решение задачи аналитическим способом

Статический прогиб Δ :

$$\Delta = \frac{5 \cdot q \cdot l^4}{384 \cdot E \cdot J};$$

$$\Delta = \frac{5 \cdot 16,981 \cdot 10^3 \cdot 12^4}{384 \cdot 2 \times 10^{11} \cdot 3,87 \cdot 10^{-3}} = 5,9236 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Частота собственных колебаний:

$$f = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \sqrt{\frac{g}{\Delta}};$$

$$f = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \sqrt{\frac{9,81}{5,9236 \cdot 10^{-3}}} = 6,47682 \text{ с}^{-1}$$

Решение задачи с помощью комплекса ANSYS:

Для решения задачи в программе ANSYS, сгенерируем модель по имеющимся данным и приложим на нее распределенную нагрузку и найдем собственные частоты.

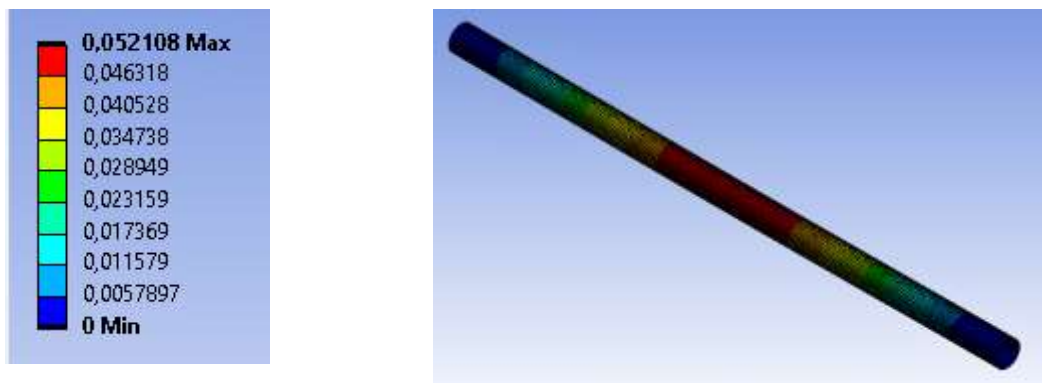


Рис. 2. Напряженно-деформированное состояние в программе ANSYS

Перемещения трубопровода $\Delta = 5,2108 \cdot 10^{-2}$ м.

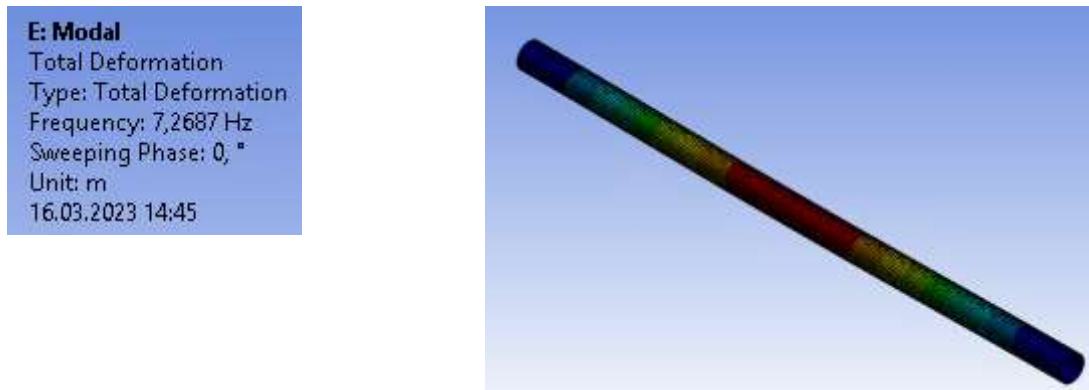


Рис. 3. Расчет собственных колебаний в программе ANSYS

Частота собственных колебаний $f = 7,2687 \text{ с}^{-1}$.

Вывод: таким образом расчет напряженно-деформированного состояния и определение собственных частот аналитическим методом и метод решения задач в комплексе ANSYS привел к тому, что отклонение между этими двумя методами незначительное. Тем не менее, решение задачи аналитическим методом значительно быстрее и проще, если речь идет не о сложной геометрии, с которой легко справляется программа ANSYS.

Литература

1. ГОСТ 31443-2012 Трубы стальные для промышленных трубопроводов. Технические условия.
2. ГОСТ 32569-2013 Межгосударственный стандарт. Трубопроводы технологические стальные.
3. Савкин А. Н. и др. Основы расчетов на прочность и жесткость типовых элементов конструкций. – 2019.

**КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ
ОЧИСТНЫХ И ДИАГНОСТИЧЕСКИХ РАБОТ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА**

Васильев Д.В., Часовских С.А.

Научный руководитель доцент О.В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день важной задачей предприятий нефтегазовой индустрии являются подготовка кадров и повышение энергетической эффективности. Одним из решений данных проблем можно выделить увеличение индекса компетентности сотрудников. Основой качества компетенций работников нефтегазовой сферы и их готовности для обеспечения ресурсоэффективности является целостность мышления и практики сотрудников.

Цель работы – разработка комплекса мероприятий по повышению эффективности проведения очистных и диагностических работ на основе использования VR технологий, который будет удовлетворять следующим критериям:

- качественная подготовка персонала в кратчайшие сроки;
- расширение спектра компетенций специалистов.

Для реализации поставленной цели были разработаны следующие задачи:

- изучить нормативно-техническую документацию о проведении работ по очистке и диагностике магистрального нефтепровода;
- проанализировать возможности применения VR технологий в нефтегазовой отрасли;
- разработать рекомендации по применению VR технологий для оптимизации проведения очистки и диагностики.

На формирование профессиональных компетенций студентов и работников нефтегазовых компаний влияют следующие категории факторов:

1. Взаимодействие с индустриальными партнерами включает пассивные факторы (ознакомление с требованиями профессиональных стандартов) и активные факторы (привлечение специалистов-практиков, «рекрутский набор».)

2. Использование новых образовательных технологий предусматривает такие факторы как: освоение грамотности нового типа, создание модели цифрового портфолио, сетевое образовательное сотрудничество, образовательная среда на основе VR.

3. Привлечение студентов и сотрудников к цифровой образовательной деятельности.

В данной статье мы акцентируем свое внимание на категории факторов, обусловленных использованием новых образовательных технологий.

VR платформа создаёт виртуальную среду производственного объекта, предоставляющую информацию о процессах и оборудовании, которая помогает сотрудникам готовиться к сложностям, с которыми приходится сталкиваться при работе [2]. Данная технология улучшает визуальное восприятие, упрощает понимание процессов и учит действовать по ситуации [4].

Разработка и внедрение новых образовательных программ образования и дополнительных профессиональных программ на основе комплекса VR позволит сформировать профессиональные, цифровые компетенции и навыки у обучающихся и сотрудников нефтегазовых компаний в кратчайшие сроки в соответствии с требованиями профессиональных стандартов [7].

Так для повышения уровня подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа, а также для достижения ключевых показателей эффективности организационно-технических мероприятий при проведении очистных и диагностических работ предлагается внедрение и последующее использование программ виртуальной реальности «Камера пуска и приема СОД» и «Диагностика объектов и оборудования трубопроводного транспорта» [6,8].

В программе «Камера пуска и приема СОД» проводится изучение последовательности выполнения работ по запуску и пропуску внутритрубного очистного прибора согласно техническим документам [1] и инструкциям, регламентирующим данные организационные мероприятия. Для реализации этого комплекса использовались конструкторская документация камер пуска и приема средств очистки и диагностики, фотоматериалы объекта для придания реалистичного внешнего вида, а также требования нормативных документов по очистке и диагностике.

В программе «Диагностика объектов и оборудования трубопроводного транспорта» будут проводиться:

- изучение последовательности выполнения работ по запуску и пропуску внутритрубного инспекционного прибора (ВИП);
- проведение преддиагностической очистки, профилемерии, калибровки для определения возможности пуска ВИП;
- изучение последовательности пуска очистных устройств, устройства контроля очистки, снарядов шаблонов (СКР-4, ПРВ, УКО, СНШ);
- рассмотрение критериев пуска и определение возможности пуска ВИП;
- изучение видов диагностических комплексов и перечня дефектов, выявленных при их пропуске ВИП.

Данные программы также целесообразны для проведения тренировочных занятий и отработке порядка действий в нестандартных и чрезвычайных ситуациях при проведении очистных и диагностических работ магистрального нефтепровода. Варианты инцидентов, предлагаемые для включения в программу дисциплины:

1. Перекрытие потока: одновременно закрыты задвижки по основной нитке и на КППСОД. Последствия – гидравлический удар и разгерметизация трубопровода

2. Застывание очистного устройства: происходит, если задвижки не полностью открыты (не проведена проверка перед пуском устройства, не подана команда на открытие задвижек), в случае не установки передатчика для скребка проследить на какой именно задвижке застряло устройство не представляется возможным. Последствия – гидравлический удар и разгерметизация трубопровода [9].

3. Неверная последовательность технологических переключений: сначала открывается первая по ходу нефти секущая задвижка. Последствия – задвижки не открываются из-за превышения крутящего момента электропривода задвижки (задвижку зажимает потоком нефти).

4. При открытии концевого затвора не был произведен сброс избыточного давления, а также дренаж нефти из камеры при запусках и приёме [10].

Проведение комплекса действий по решению нештатных ситуаций в виртуальной реальности помогает подготовить сотрудника к непредвиденным обстоятельствам на производственном объекте, позволит обеспечить безопасность.

Таким образом, внедрение на производстве образовательной среды на основе VR технологий поможет решить проблемы подготовки кадров, расширить спектр профессиональных компетенций рабочих и специалистов нефтегазовой сферы, достичь высоких показателей ресурсо- и энергоэффективности.

Литература

1. ГОСТ 34568 – 2019. Камеры пуска и приема средств очистки и диагностирования. Общие технические условия.
2. Линовес Д. Виртуальная реальность в Unity. – Litres, 2022.
3. Нелис Л.И., Суровкин С.Н., Чикина К.В. Модернизация КПП СОД, исключая использование запасочных патрубков и тросов / Инновационные научные исследования: теория, методология, практика. – 2017. – С. 107-110.
4. Осипов М. П. Системы виртуальной реальности: учебно-методическое пособие // Нижний Новгород: Нижегородский госуниверситет. – 2012.
5. Смолин А. А. и др. Системы виртуальной, дополненной и смешанной реальности // Учебное пособие. СПб: Университет ИТМО. – 2018. – 2018.
6. Турбаков М. С., Рябоконт Е. П. Совершенствование эффективности очистки нефтепроводов от отложений парафинов // Недропользование. – 2015. – №. 17. – С. 54-62.
7. Трубопроводный транспорт нефти «Инфомакс»/ Цифровой формат и 3D – модель объектов. Январь 2021. стр.
8. Трубопроводный транспорт нефти «Инфомакс»/ Май 2022. стр. 30.
9. Флегентов И. А., Кулешов А. В. Оптимизация конструкции камер пуска-приема средств очистки и диагностики // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – Т. 11. – №. 4. – С. 460-465.
10. Хасанов И. И., Шамбазов Д. А. Модернизация камеры пуска-приема средств очистки и диагностики // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2021. – №. 5-6. – С. 13-16.

КОРРОЗИИ НА ДЕГРАДАЦИЮ МЕТАЛЛА ТРУБЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА В ОБЛАСТИ ДЕФЕКТА

Вдовин И.Д., Павлюк М.Е.

Научный руководитель доцент Н.В. Гончаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Оценка состояния магистральных трубопроводов нефти и газа является одной из важнейших задач диагностики и прогнозирования их ресурса. Особый интерес представляют методики оценки деградации металла и остаточного ресурса трубопроводов на основе неразрушающих методов контроля, в частности с применением методов твердомерии [1, 3]. Как показывают исследования, степень деградации металла можно оценить по результатам статистической обработки данных измерения твердости на поверхности металла трубы с применением портативного твердомера [2]. Наиболее информативными показателями в этом случае являются дисперсия и коэффициент вариации, значения которых тем больше, чем выше степень деградации металла [2].

В представленной работе, для оценки влияния дефекта потери металла на деградацию металла в области дефекта решались следующие задачи: определение значений остаточной толщины металла трубы в области дефекта и их группировка по зонам в зависимости от среднего значения толщины металла; определение значений твердостей на поверхности металла в области дефекта; группировка и статистическая обработка полученных значений твердостей по выделенным зонам; анализ результатов статистической обработки.

Для исследования использовался образец с размерами 500×500 мм, с коррозионным дефектом на поверхности, вырезанный из участка магистрального газопровода «КС Парабель – КС Чажемто км. 0-110». Внешний диаметр – 1020 мм, толщина стенки – 12 мм, марка стали – 17Г1СУ, год выпуска трубы – 1990.

Первоначально была произведена зачистка образца с помощью шлифовальной машины и определены координаты коррозионного дефекта на внешней поверхности. Для визуального контроля контур дефекта по координатам был перенесен и обозначен на внутренней поверхности.

Измерение толщины металла на внутренней поверхности трубы производилось в лаборатории толщиномером ТАУ-538 (рис. 1), в качестве проводящей среды использовалась смазка пластичная Литол-24. По результатам измерений, полученные значения толщины были распределены на равные интервалы со значениями середин интервалов (t_{cp}) равными 10,5 мм 11,0 мм, 11,5 мм, 12,0 мм. Это позволило разделить геометрическую область дефекта на три зоны, которые соответствуют значениям t_{cp} равным: 10,5 мм (красная); 11,0 мм (желтая); 11,5 мм

(зеленая). Кроме того, была выделена придефектная (фиолетовая) зона шириной 3...5 мм от границ дефекта с $t_{cp} = 12$ мм и бездефектная (белая) зона с $t_{cp} = 12$ мм (рис. 2).

На следующем этапе на прямоугольном участке с размерами 73×51 мм внутренней поверхности трубы в области дефекта была проведена сплошная твердометрия динамическим датчиком с применением портативного комбинированного твердомера МЕТ-УДА с шагом измерения 1 мм (рис. 3). Получен массив из 3723 значений твердости, включающий три зоны дефекта, придефектную и бездефектную зоны. Для распределения значений твердости по отдельным зонам на массив значений в масштабе был перенесен графический образ дефекта и придефектной зоны (рис. 4). Для каждой зоны из массива были выделены N соответствующих значений твердости и получены массивы данных для проведения статистической обработки по отдельным зонам.



Рис. 1. Проведение толщинометрии ультразвуковым толщиномером ТАУ-538

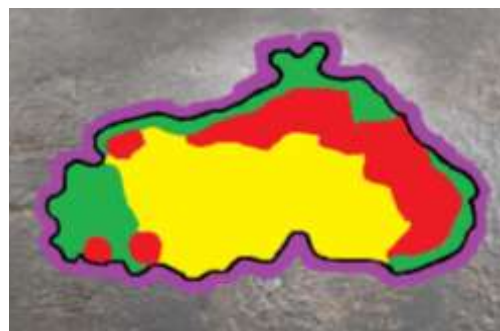


Рис. 2. Разделение дефекта на зоны по показателю толщины



Рис. 3. Проведение твёрдометрии датчиком ударного действия с помощью твердомера МЕТ-УДА

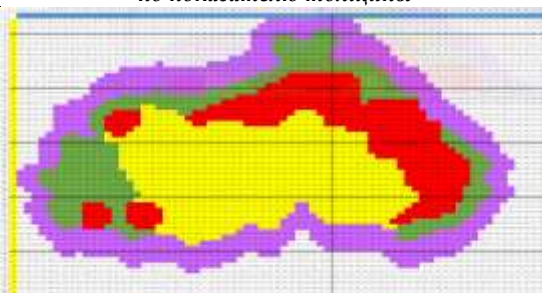


Рис. 4. Нанесение дефекта и зон на массив значений твердости

Для проведения статистической обработки по каждому массиву данных использовалась программа Excel. В таблице приведены значения основных показателей, полученных по результатам статистической обработки массивов данных соответствующих каждой выделенной зоне: количество измерений (N); размах вариации (R); максимальное (Max), минимальное (Min) и среднее (\bar{H}) значения; медиана (Me) и мода (Mo); дисперсия ($D(X)$); среднее квадратичное отклонение (σH), коэффициенты эксцесса (KH), асимметрии (AH), вариации (CV).

Таблица

Оценки показателей твердости

Вид образца	t_{cp}	N	R	Min	Max	\bar{H}	Me	Mo	$D(X)$	σH	KH	AH	CV
Красная зона	10,5	415	163	80	243	150,1	149	147	207,5	8,6	14,9	1,54	9,6
Желтая зона	11,0	698	155	94	249	149,5	149	147	170,5	8,7	9,9	1,19	8,74
Зеленая зона	11,5	408	128	77	205	149,5	149	149	153,2	8,4	6,7	-0,60	8,28
Фиолетовая зона	12,0	707	170	87	257	148,6	148	148	161,1	8,4	11,6	1,12	8,54
Белая зона	12,0	1495	137	79	216	149,2	148	147	147,3	8,2	7,1	0,04	8,13

На рис. 5, 6 представлены зависимости дисперсии ($D(X)$) и коэффициента вариации (CV) от значений середин интервалов толщины (t_{cp}) металла в зонах дефекта, придефектной и бездефектной зонах.

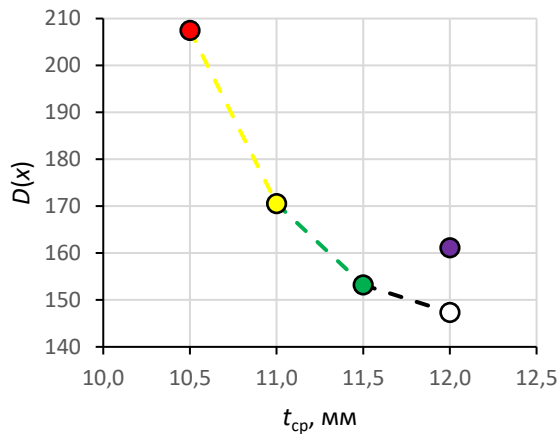


Рис. 5. График зависимости дисперсии от толщины стенки трубы в области дефекта

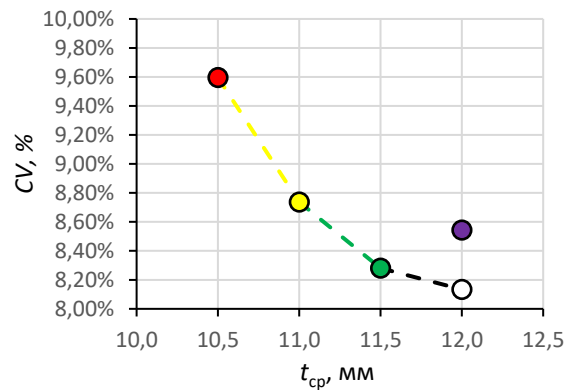


Рис. 6. График зависимости коэффициента вариации от толщины стенки трубы в области дефекта

Анализ результатов показывает, что средние значения твердости (\bar{H}) в каждой из выделенных зон дефекта, придефектной зоне и бездефектной зоне не существенно отличаются друг от друга (находятся в диапазоне 148,6...150,1 НВ), а их отклонения составляют не более 1%. При этом, значения дисперсии ($D(X)$) и коэффициента вариации (CV) по зонам отличаются существенно и с увеличением среднего значения толщины исследуемого образца уменьшаются (рис. 5, 6). Наибольшие значения $D(X)$ и CV выявляются в красной зоне (207,5 и 9,6 соответственно), т. е. в зоне с наименьшим средним значением толщины стенки ($t_{cp} = 10,5$ мм), а наименьшие в бездефектной (белой) зоне (147,3 и 8,13 соответственно) с наибольшим средним значением толщины стенки ($t_{cp} = 12,0$ мм). Более высокие значения ($D(X) = 161,1$; $CV = 8,54$) в придефектной (фиолетовой) зоне, можно объяснить тем, что она граничит с другими зонами и подвержена их влиянию.

На основании вышеизложенного, можно сделать вывод о наличии влияния дефекта потери металла на деградацию металла трубы в области дефекта, что необходимо учитывать при оценке остаточного ресурса трубопровода и назначении метода его ремонта.

Литература

1. Елагина О.Ю. и др. Оценка информативности контроля состояния трубопроводов газораспределительных станций методами твердометрии. // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина, № 3(308), 2022 год, 110-122.
2. Косихин З. С., Павлюк М. Е. Исследование текущего состояния металла магистрального трубопровода динамическим методом измерения твердости // 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. Расказова, 120-летию со дня рождения Л.Л. Халфина, 50-летию научных молодежных конференций имени академика М. А. Усова, Томск, 4-8 апреля 2022 г. Т. 2. – Томский политехнический университет, 2022. – Т. 2. – С. 242-243.
3. Михалев А. Ю. Разработка метода оценки остаточного ресурса основного металла труб нефтегазопроводов на основе измерения твердости с малой нагрузкой // Ухта: УГТУ. – 2012.

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ОСУШКИ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОИСПЫТАНИЙ НА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Волков А.В., Самусенко А.С.

Научный руководитель доцент О.В Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день продолжается активное формирование новых центров газодобычи и создание единой системы транспортировки газа, что обеспечит поставки газа потребителям регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока на долгосрочную перспективу. Это послужит развитию нового мощного канала экспорта российского газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Согласно данным ПАО «Газпром», начальные суммарные ресурсы газа суши Востока России — 52,4 трлн куб. м, шельфа — 14,9 трлн куб. м, а запасы газа промышленных категорий (A+B+C1+C2) на лицензионных участках «Газпрома» в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке превышают 5 трлн куб. м. На текущий момент выделены три центра газодобычи: Сахалинский (941 млрд м³), Якутский (1,2 трлн м³), Иркутский (1,8 трлн м³). В 2022 году завершено строительство первой очереди магистрального газопровода «Сила Сибири», введено в эксплуатацию 8 компрессорных станций (первые цеха). Протяженность магистрального газопровода составила более 2000 километров.

В период с 2025 по 2030 гг. запланирована реализация «Восточной системы газоснабжения», которая подразумевает объединение существующих магистральных газопроводов в единую газотранспортную систему. При реализации проекта планируется строительство порядка 20 новых компрессорных станций, что потребует привлечения огромного количества человеческих и технико-технологических ресурсов в короткий промежуток времени.

Одним из ключевых этапов строительства компрессорной станции являются проведение гидроиспытаний и последующая осушка технологических трубопроводов компрессорного цеха. Правильно подобранный способ удаления остаточной влаги позволяет минимизировать временные затраты, так как проведение осушки выполняется в теплый период года. Помимо этого, качественная осушка необходима для соблюдения контрактных обязательств по химическому составу природного газа перед потребителями. Все эти факторы определяют значимость выработки комплексного решения, способного повысить эффективность процесса осушки [3].

На магистральных трубопроводах процесс удаления остаточной влаги проводится с помощью пропуска очистных поролоновых поршней, что неприменимо к сложной конфигурации технологической обвязки компрессорных станций. На обвязках газоперекачивающих агрегатов применяется продувка сухим воздухом или метод вакуумно-азотной осушки. Для производства работ по удалению остаточной влаги в технологическом оборудовании существуют специальные рабочие инструкции, однако документация не содержит математической модели и основывается на экспериментальных данных последовательность действий. В связи с этим возникает потребность в создании математической модели, которая позволит для каждого конкретного случая выявить оптимальные значения параметров и условий для наиболее энергоэффективного и наименее ресурсозатратного проведения процесса осушки технологического оборудования и трубопроводов [1].

Основные измеряемые параметры при осушке полости трубопровода и технические характеристики средств измерений представлены в таблице.

Таблица

Технические характеристики параметров, измеряемых при осушке полости трубопроводов

Способ осушки и консервация азотом	Наименование измерения параметров	Нормативное (проектное) значение
Продувка сухим воздухом с пропуском поршней после гидроиспытаний и удаления воды	ТТР по влаге, °С, не выше	Минус 20 при атмосферном давлении
	Вакуумирование	Минус 50 при атмосферном давлении
Заполнение азотом	Вакуумметрическое давление, мбар, не выше	0,04
	Концентрация кислорода, об%, не более	2,0
	Абсолютное давление, МПа	0,13

При оценке технологического процесса осушки важную роль играют следующие показатели:

- требуемое значение температуры точки росы в полости
- осушаемого трубопровода;
 - протяженность осушаемого участка трубопровода;
 - первоначальная масса влаги в трубопроводе и ее изменение во времени в процессе осушки;
 - продолжительность осушки трубопровода;
 - количество установок осушки;

Общее время осушки определяется по формуле:

$$t = t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5$$

в формуле: t_1 - время заполнения осушаемого участка трубопровода «сухим воздухом», ч; t_2 - время осушки трубопровода с момента включения установки осушки (УО) и до момента начала снижения ТТР более, чем на 2 °С (класс точности гигрометра), ч; t_3 - время осушки трубопровода, за которое произошло снижение ТТР до требуемого нормативного значения, ч; t_4 - время выдержки осушенного трубопровода в течение суток; t_5 - время доосушки трубопровода до достижения требуемого нормативного значения ТТР [2].

На данном этапе работы ведется построение математической модели обвязки ГПА в программном продукте (рисунок 1). Данная модель необходима для поиска зон, в которых возможен застой влаги и последующего ее удаления, определения параметров продувки, влияющих на конечный результат. Итогом всей проделанной работы станут разработанные мероприятия по повышению эффективности процесса удаления остаточной влаги из технологического оборудования.

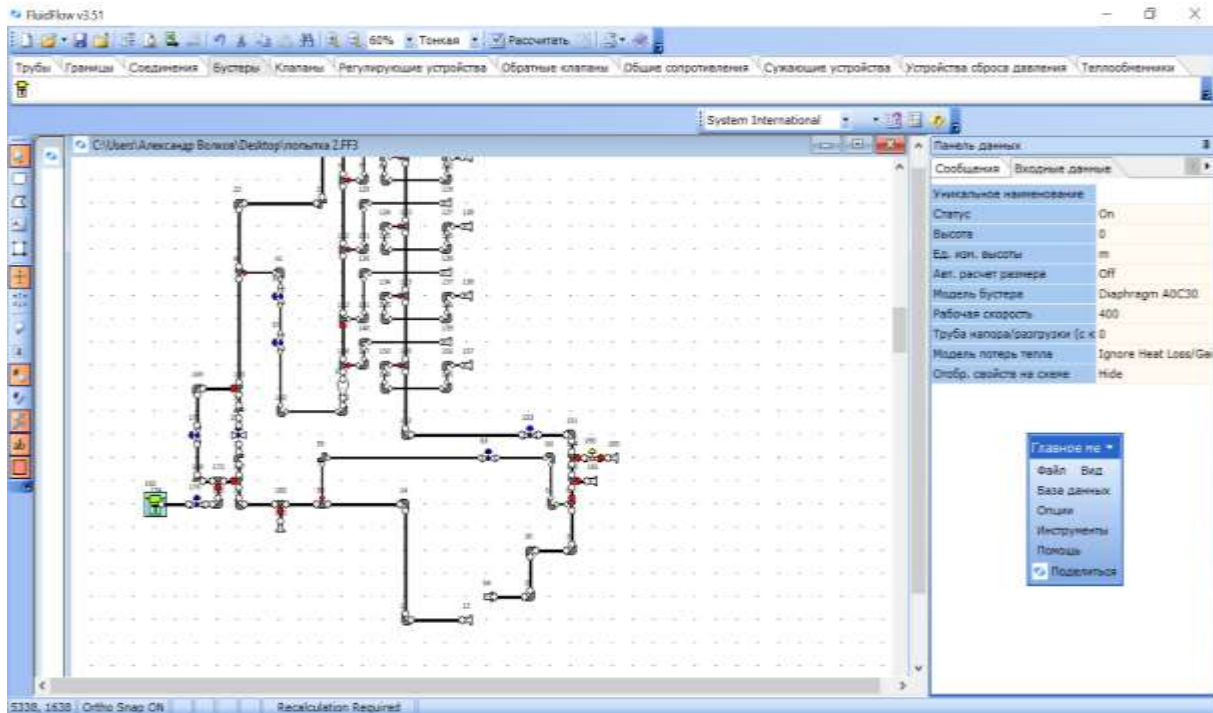


Рис. Модель обвязки ГПА в программном продукте

Литература

1. СТНГ-ОПИА-МГСС-КС-1. Специальная рабочая инструкция по проведению осушки и заполнению азотом технологических трубопроводов и оборудования компрессорной станции КС-1 «Салдыкельская» объекта: "Магистральный газопровод "Сила Сибири" Этап 5.1 Компрессорная станция КС-1 «Салдыкельская».
2. Дубинский В. Г., Лопатин А. С., Шотида К. Х. Испытания и осушка газопроводов (в примерах и задачах). – 2017.
3. Тухбатуллин Ф. Г., Короленок А. М., Колотилов Ю. В. Реализация эффективной работы компрессорной станции с соблюдением принципов промышленной безопасности техногенных объектов // Территория Нефтегаз. – 2015. – №. 6. – С. 110-112.

КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Волков Р.А.

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современный трубопроводный транспорт углеводородов (УВ) характеризуется особенностями, связанными с технологиями перекачки, заданным расстоянием и объемами транспортировки. Исходя из принадлежности трубопровода определяется еще одна специфика, обусловленная составом перекачиваемых сред и местом расположения. Это формирует разнообразие трубопроводов по принадлежности их к видам, классам и категориям, что может оказывать влияние на условия и режимы эксплуатации опасных производственных объектов.

Если по магистральным трубопроводам осуществляют транспорт нефти и газа, которые уже подготовлены до товарных качественных характеристик, то промышленные трубопроводы (ПТП) соприкасаются с агрессивными нефтегазосодержащими средами, что негативно влияет на эксплуатационный ресурс объектов. И, в последнем случае, такой ресурс, как правило, короткий из-за интенсивного развития различных коррозионных процессов. Также необходимо отметить, что отрицательное воздействие нестационарных процессов усугубляет раскрытие микротрещин, возникающих при контактировании тела трубы с агрессивной средой.

Обзор статистических данных, в том числе отчетов Ростехнадзора, свидетельствует об отказах ПТП, 95 % из которых связано с коррозионными повреждениями различного характера и вида. Но общим для указанной статистики является то, что речь идет о нефтегазосборных коллекторах, по которым перекачивают один из самых агрессивных флюидов, в состав которого входят растворенные газы (такие как CO_2 и H_2S) и растворенные соли, входящие в пластовые воды, добываемые попутно с УВ. Поэтому важным становится вопрос, связанный с обеспечением надежности и сохранении (продлении) эксплуатационного ресурса опасных участков. Решение этого вопроса невозможно без мониторинга текущего состояния.

Как показывает литературный обзор [3-5], в настоящее время нашли применение множества вариантов методик и средств, позволяющих оценивать техническое состояние систем и объектов (рис. 1). Одна часть методов основана на чисто физических принципах измерения, а другая – на аналитических и математических. Тем не менее, широкий набор предлагаемых производителями сортаментов оборудования и технологий не всегда может гарантировать полное

и качественное обследование проблемных зон и участков. Эффективность применяемых методов будет отличаться друг от друга, что связано с непосредственными условиями эксплуатации и характеристиками самих участков (диаметр, протяженность, материал труб).

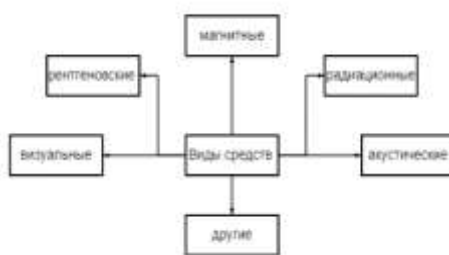


Рис. 1. Виды средств оценки технического состояния [3]

Отметим, что на объектах трубопроводного транспорта немаловажное значение приобретает возможность проведения обследований без остановки перекачки и демонтажа (ненарушение объемов поставки продукции потребителю), то есть при проведении диагностических мероприятий не требуется вывод трубопровода из эксплуатации. Поэтому экспертиза проводится способами неразрушающего контроля (НК), наиболее эффективные из которых по данным [4], представлены на рис. 2.



Рис. 2. Наиболее эффективные методы проведения диагностики [4]

Часто компании выбирают сочетание разных методов мониторинга, что положительно влияет на их качество и позволяет получать информацию об одном объекте разными физическими методами. Это увеличивает вариабельность представленной информации и повышает точность при интерпретации исходных данных о текущем состоянии объекта, классифицируемого в соответствии с ФЗ-116 [Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997] как опасный производственный объект.

Любая промышленная экспертиза, к которой относят мероприятия по мониторингу, нацелена на недопущение развития техногенных событий разного уровня, классифицируемых, согласно требованиям Ростехнадзора [«Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»]. Поэтому мероприятия мониторинга проводят и снаружи и внутри объекта. При этом внутренние обследования проводят при помощи внутритрубной диагностики (ВТД), которая, согласно [3] имеет несомненные преимущества, связанные с высокой разрешающей способностью, эффективной производительной способностью и приемлемыми экономические затратами. Это определяется сущностью метода ВТД: разновидность использования магнитного и ультразвукового принципов контроля.

Тем не менее, следует отметить тот факт, что данный метод в настоящее время не дает информации в режиме онлайн, что актуально для наиболее опасных участков, подверженных интенсивному коррозионному износу, скорость коррозии на которых, согласно классификации [ГОСТ 9.908-85] превышает 0,1 мм/год. Этот вопрос неоднократно рассматривали в центре технической диагностики «ДИАСКАН», в результате специалистами центра предложено применение методики «поэтапных режимов», суть которой заключается в постепенном выявлении дефектов, начиная от дефектов геометрии и заканчивая выявлением трещиноватых повреждений (рис. 3).



Рис. 3. Этапы выполнения диагностики [5]

Следует отметить, что на объектах магистрального транспорта, предложенное решение нашло положительный отклик. А вот для объектов промышленных трубопроводов такого решения оказалось недостаточно, так как при всей высокой вариабельности получаемой информации метод относится к единовременным, то есть не в режиме постоянного контроля. Поэтому, оптимальным решением указанной проблемы является размещение постоянно действующего оборудования, которое можно располагать на наружной части проблемного участка или разработать приборы, для размещения в специальные карманы внутрь проблемных участков. Если первый подход в настоящее время уже реализован в ряде нефтегазодобывающих компаний, то второй подход находится еще на стадии разработки. Поэтому далее охарактеризуем наружный контроль. Наружный НК проводят при помощи устройств, считывающих информацию с поверхности трубопровода. Основные преимущества одной из технологий можно представить в виде рис. 4.

Система мониторинга коррозии «АРКТЕХ-УЛЬТРАКС» работает по принципу регистрации отраженных импульсов в режиме постоянной эксплуатации и не мешает процессам перекачки. Микропроцессорное устройство обрабатывает полученный отраженный сигнал, а далее регистрирует толщину стенки трубопровода с точностью до 2,5 мкм. Получаемая круглосуточно информация обеспечивает возможность постоянного контроля и мониторинга состояния [4].

Указанный метод реализован на ряде месторождений Томской области. Результаты проведенных обследований опасных участков позволяют судить об эффективном применении такой технологии. Примеры обработки статистических параметров на разных участках промышленных трубопроводах (участок 1 – обводненность 90 %, высокое содержание солей и механических примесей; участок 2 – обводненность 95 %, высокий газовый фактор (содержание сероводорода свыше 15 %), неравномерность режима работы; участок 3 – обводненность более 90 %, высокое содержание механических примесей, повышенный газовый фактор в) в соответствии с ГОСТ Р 53713–2009, ГОСТ Р 58367–2019

Как следует из рисунка 5, в 2021 году при применении метода стандартной ВТД обнаружено меньшее количество выявленных дефектов на заданных участках. Применение технологии «АРКТЕХ-УЛЬТРАКС» позволило увеличить статистику выявленных дефектов типа – коррозия на 60 %, тем самым скорректировать план проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту и снизить вероятность развития аварийных ситуаций.

Полученный опыт при эксплуатации промышленных трубопроводов позволяет рассматривать в перспективе применение данного методического подхода и к объектам магистрального транспорта, особенно на участках прохождения трубопроводов по территориям, относящимся к объектам культурного наследия, территориям с условиями распространения криолитозоны, подводных переходов и т. д. то есть где разрушения могут принести максимальный ущерб либо на данных участках возможны интенсивные изменения напряженно-деформированного состояния.



Рис. 4. Преимущества технологии АРКТЕХ-УЛЬТРАКС [6]

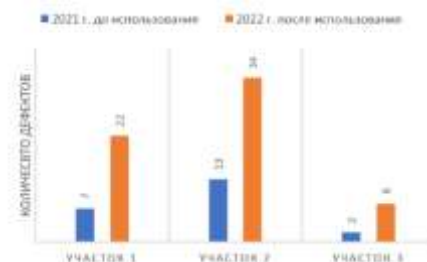


Рис. 5. Статистика выявленных дефектов типа – коррозия

Литература

1. ГОСТ Р. 53710-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки //М.: Стандартинформ. – 2010. – С. 54.
2. ГОСТ Р 58367–2019. Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование. – М.: Стандартинформ, 2019. – 120 с.
3. Кормильцин Г. С., Воробьев А. М., Промтов М. А. Диагностика и техническое обслуживание технологического оборудования // Электронное учебное пособие. – 2013.
4. Миронова Т. А. и др. Современные методы контроля и диагностирования технологических трубопроводов // Евразийский научный журнал. – 2015. – №. 9. – С. 51-53.
5. Официальный сайт Сибирского государственного автомобильно-дорожного университета [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://portal.sibadi.org/pluginfile.php/193582/mod_folder/content/0/Lektsia_9.doc?forcedownload=1
6. Официальный сайт компании «АРКТЕХ Арктические технологии» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://arctex.ru/category/sistemy-monitoringa-korrozii>.

**ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОПОЛНЕННОЙ РЕАЛЬНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ
ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ**

Высотин Н.С.

Научный руководитель доцент О.В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время список задач, которые могут быть решены с применением технологии дополненной реальности значительно расширился. Это способствовало тому, что различные области науки и промышленности стали внедрять новые технологии в производство. Однако следует заметить, что процент внедрения в отраслях промышленности отличается. Проведенный анализ показывает, что в нефтегазовом секторе, в частности в области транспорта углеводородного сырья, новые технологии, как правило, применяются исключительно для развития необходимых навыков и компетенций у специалистов или для выполнения технологических операций. Малый процент внедрения дополненной реальности в производственные процессы сферы транспорта нефти и газа говорит о необходимости проведения анализа деятельности персонала с последующей автоматизацией выполняемых ими действий.

Целью работы является усовершенствование работ по проведению технического обслуживания очистных устройств при применении технологии дополненной реальности.

Для реализации поставленной цели были разработаны следующие задачи:

- изучить нормативно-техническую документацию о проведении работ по проведению очистных работ на уступ магистрального трубопровода;
- проанализировать возможности применения технологии дополненной реальности в сфере транспорта углеводородного сырья;
- разработать рекомендации по применению технологии дополненной реальности при определении степени износа чистящих элементов очистных устройств.

Объектом исследования является скребок 20-СКР4.00-00.000-04.

Ключевые слова: дополненная реальность, магистральных трубопровод, очистные устройства, скребки.

В статье рассматриваются и анализируются современные методы определения степени износа чистящих элементов очистных устройств. Предлагается усовершенствование методов проведения технического обслуживания очистных устройств с целью уменьшения трудоемкости процесса путем применения технологии дополненной реальности.

Дополненная реальность представляет собой результат совмещения реальных физических объектов с виртуальными для получения дополнительной информации об окружающих предметах. Реализация данного действия происходит за счет того, что после захвата материального объекта камерой или датчиками устройства происходит его быстрая идентификация с определением положения в пространстве. Далее к определенному материальному объекту, имеющему массовые и габаритные характеристики, добавляются виртуальные данные или другие объекты.

Многие процессы, которые обеспечивают бесперебойную эксплуатацию объектов транспорта и хранения нефти и газа, могут быть реализованы с применением технологии виртуальной реальности. Это позволяет в более короткие сроки с меньшими затратами на труд выполнять основные операции, сохраняя их точность.

В данной статье предлагает применение технологии дополненной реальности при проведении технического обслуживания средств очистки перед проведением работ по очистке внутренней полости участка магистрального трубопровода.

Очистные работы в соответствии с ОР-13.01-60.30.00-КТН-012-1-01 [1] подразделяются на периодические, целевые, преддиагностические. Данные виды работ направлены на сохранения эффективного диаметра трубопровода и его пропускной способности, а также для снижения энергозатрат при транспорте углеводородного сырья. Таким образом, чтобы провести эффективную очистку внутренней полости магистрального трубопровода очистные устройства должны соответствовать всем нормативным значениям, т. е. должно быть проведено техническое обслуживание очистных устройств.

В настоящее время ПАО «Транснефть» активно использует скребки типа СКР4 [2] для проведения работ по очистке магистральных трубопроводов. Были разработаны различные варианты, которые отличаются видами чистящих элементов и материалом, из которого они изготовлены. Одной из модификаций скребков типа СКР4 является 20-СКР4.00-00.000-04. Данный вариант скребков предназначен для очистки участков трубопроводов повышенной загрязненности и очистки трубопроводов от ферромагнитных предметов. Таким образом техническое обслуживание данного очистного устройства должно включать в себя очистку (после проведения очистных работ), контроль состояния (визуальный контроль, проверка состояний крепежных деталей, оценка состояния изнашиваемых элементов), разборку скребка с заменой изнашиваемых элементов и последующей сборкой, а также контроль моментов затяжки деталей. Отдельное внимание должно проводиться контролю состояния элементов, так как от их соответствия нормативным значениям будет зависеть качество проведенных работ.

Если значительные дефекты, способные возникнуть на элементах очистного сербка, могут быть заметны без применения дополнительных устройств, то при определении степени износа чистящих элементов должна быть задействован измерительный прибор. В рассматриваемом сербке степень износа должна быть определена у следующих элементов: чистящих дисков, чистящих манжет, щеточных дисков, пружин для снятия статического электричества. Оценивание степени износа данных чистящих элементов основывается на измерении остаточной толщины (для чистящих дисков и манжет) и диаметра (для щеточных дисков) при помощи рулетки. Данный процесс может быть автоматизирован с целью снижения его трудоёмкости и повышения точности измерений. В случае, если

измерения проводятся при помощи средства измерения – линейки (согласно нормативной документации), то возможна появление неточностей при измерении: степень износа может отличаться в разных точках чистящего элемента, может присутствовать погрешность, связанная с неправильным определением значения остаточной толщины или диаметра по вине специалиста или самого средства измерения.

Применение технологии дополненной реальности позволит сократить время, затрачиваемое на определение степени износа чистящих элементов, а также позволит представить наиболее полную картину о их состоянии. К примеру, после проведения работ по очистке участка магистрального трубопровода на чистящем диске наступил износ, степень которого необходимо определить для заключения о возможности его повторного применения. Технология дополненной реальности позволит получить точные значения и дать заключение о том, можно ли использовать этот чистящий диск повторно (рис. 1, а), повторно, но обратной стороной (рис. 1, б) или возможность повторного использования полностью исключена, так как износ кромки чистящего диска слишком велик (рис. 1, в).

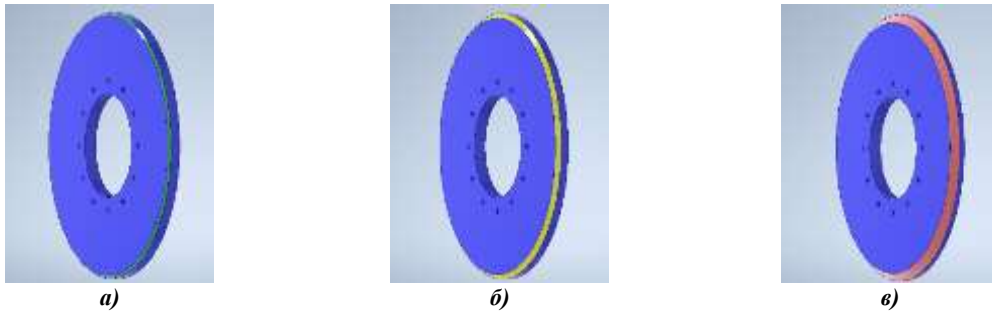


Рис. 1. Степень износа чистящего диска

Для более быстрой реакции персонала возможно применение трех цветов для обозначения дефекта и необходимого решения (рис. 2), которое бы соответствовало нормативным требованиям, к тому же это позволит автоматизировать процесс по созданию акта готовности очистного устройства к проведению очистки, так как на основании результатов, отображенных при помощи технологии дополненной реальности, система сможет заполнить акт.

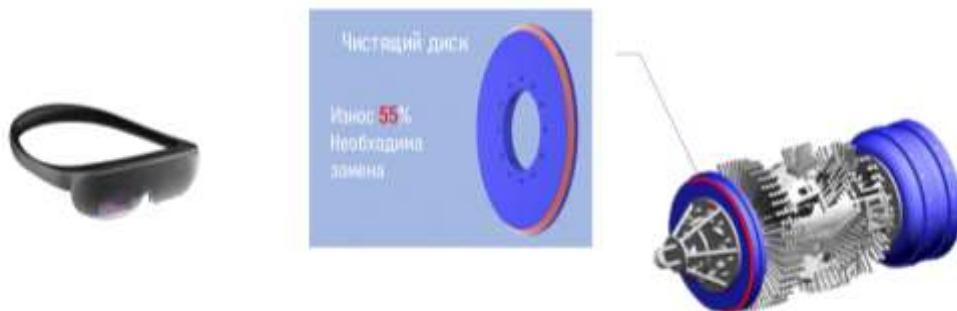


Рис. 2. Отображение заключения о необходимости замены

Заключение. В ходе проведения анализа степени применения технологии дополненной реальности в производственные процессы сферы транспорта нефти и газа было определено, что процент внедрения остается низким. Однако существуют процессы, которые могут быть упрощены при внедрении подобной технологии. Предложенный способ применения технологии дополненной реальности при проведении технического обслуживания – определения степени износа чистящих элементов – позволит сократить время, затрачиваемое на проведение оценки состояния изнашиваемых элементов, повысит точность результатов и представит наглядное заключение, которое будет соответствовать нормативным требованиям.

Литература

1. 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).
2. Официальный сайт АО «Траснефть-Диаскан» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://diascan.transneft.ru/klientam/prodykciya/skrebki/>.

ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ НА СВОЙСТВА ОСАДКОВ

Зубарев Д.А.¹, Волкова Г.И.^{1,2}

Научный руководитель доцент Г.И. Волкова^{1,2}

¹Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Правительство России и ведущие нефтедобывающие компании ввиду истощения запасов легкоизвлекаемых нефтей [4, 5] проявляют большой интерес к трудноизвлекаемым углеводородам, доля которых уже превысила 65 % от общего объема нефтяного сырья. «Трудные» нефти характеризуются, в частности, высоким содержанием парафиновых углеводородов (более 6 % мас.) и высоким газовым фактором.

Парафиновые углеводороды нефтей при условиях пласта находятся в растворенном состоянии. При добыче (движении сырьевого потока по лифту) и транспорте нефти парафины кристаллизуются, откладываясь на стенках скважины и нефтепровода. Это приводит к образованию парафиновых пробок, уменьшению эффективного диаметра потока и, как следствие, к необходимости подачи большего давления нагнетающих станций и росту производственных издержек. На интенсивность отложений влияют различные факторы: снижение температуры, давления, дегазация и др. В состав отложений входят углеводороды различного состава и строения, а также асфальтены и смолы. Для ликвидации парафиновых пробок (асфальтосмолистопарафиновых отложений) применяются различные технологические решения: использование скребков (механический метод), введение в нефтяную эмульсию химических реагентов (химический метод), нагрев флюида (тепловые методы) и прочее [3]. В настоящее время активно исследуется влияние акустических полей на свойства высокопарафинистых нефтей и состав осадков [2].

Целью данной работы является исследование свойств высокопарафинистой нефти после воздействия ультразвуком.

В качестве объекта исследования использовали малосмолистую высокопарафинистую нефть (ВПН), в составе которой 97,8 % мас. масляной фракции, 2,2 % мас. смолистой фракции, следовые количества асфальтенов.

Малосмолистую высокопарафинистую нефть подвергали ультразвуковой обработке (УЗО) с использованием ультразвукового дезинтегратора УЗДН-2Т (частота поля 22 кГц, интенсивность 8 Вт/см²) в течение 10 мин.

Процесс осадкообразования в исходной и обработанной ультразвуком ВПН проводили с использованием установки, работающей по принципу «холодного стержня». Условия проведения эксперимента: температура стержня 14 °С, внешней среды 35 °С, время проведения эксперимента — 1 ч, масса образца — 40 г. Количественную оценку образовавшегося на стержне осадка осуществляли гравиметрическим методом.

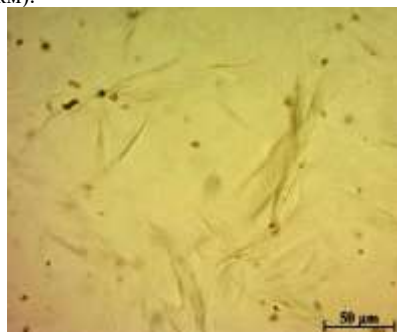
Содержание структурных фрагментов в исследуемых образцах определяли с использованием данных ИК-Фурье-спектроскопии (FTIR-спектрометр NICOLET 5700, Германия). На основании оптических плотностей (*D*) характеристических полос поглощения ИК-спектров рассчитывались спектральные коэффициенты, позволяющие оценить относительное содержание структурных фрагментов в составе нефти и ее компонентов.

Микроструктуру полученных осадков исследовали методом оптической микроскопии в проходящем свете (AXIO LAB.A1).

Индивидуальный углеводородный состав масляной фракции ВПН и осадков, выделенных из ВПН, определяли с использованием хроматомасс-спектрометрической квадрупольной системы GSMS-DFS (Thermo Scientific), сканируя масс-хроматограммы по характеристичным ионам в режиме программирования температуры [1]. В качестве стандарта был использован дейтероценафтен. Обработку полученных результатов проводили с помощью программного обеспечения Xcalibur.

Для обозначения исследуемых образцов использованы следующие сокращения: ВПН – малосмолистая высокопарафинистая нефть; ВПН_{УЗО} – ВПН, обработанная ультразвуком; О-1 – осадок ВПН; О-2 – осадок ВПН, обработанной ультразвуком; М-1 – масляная фракция ВПН; М-2 – масляная фракция осадка ВПН; М-3 – масляная фракция осадка ВПН, обработанной ультразвуком.

Согласно полученным данным, масса осадка, выделенного из нефти после ультразвуковой обработки, увеличивается в два раза. Осадок исходной ВПН представлен игольчатыми образованиями длиной до 50 мкм, которые образуют звездообразные структуры (рис. 1). После УЗО формируются менее протяженные игольчатые кристаллы (до 20 мкм).



O-1



O-2

Рис. 1. Микрофотографии осадков ВПН

После ультразвуковой обработки ВПН в масляной фракции образца О-2 возрастает количество высокомолекулярных и разветвленных *n*-алканов, на что указывают соответствующие спектральные коэффициенты полос поглощения 720 и 1380 см⁻¹ (табл. 1).

Таблица 1

Нормированные оптические плотности полос поглощения в ИК-спектрах

Образец	Спектральные коэффициенты	
	D_{1380}/D_{1465}	D_{720}/D_{1465}
	Нормированные оптические плотности относительно полосы 1465 см ⁻¹ , отн. ед.	
М-1	0,390	0,296
М-2	0,280	0,406
М-3	0,381	0,420

Данные хроматомасс-спектрометрии масляной фракции образцов О-1 и О-2 (рис. 2) подтверждают данные ИК-спектроскопии. В образце М-3 наблюдается рост концентрации высокомолекулярных и снижение содержания низкомолекулярных *n*-алканов, о чем свидетельствуют значения коэффициента $K = (C_{14}-C_{24})/(C_{25}-C_{35})$, который составляет 3.8 и 3.3 для М-2 и М-3 соответственно.

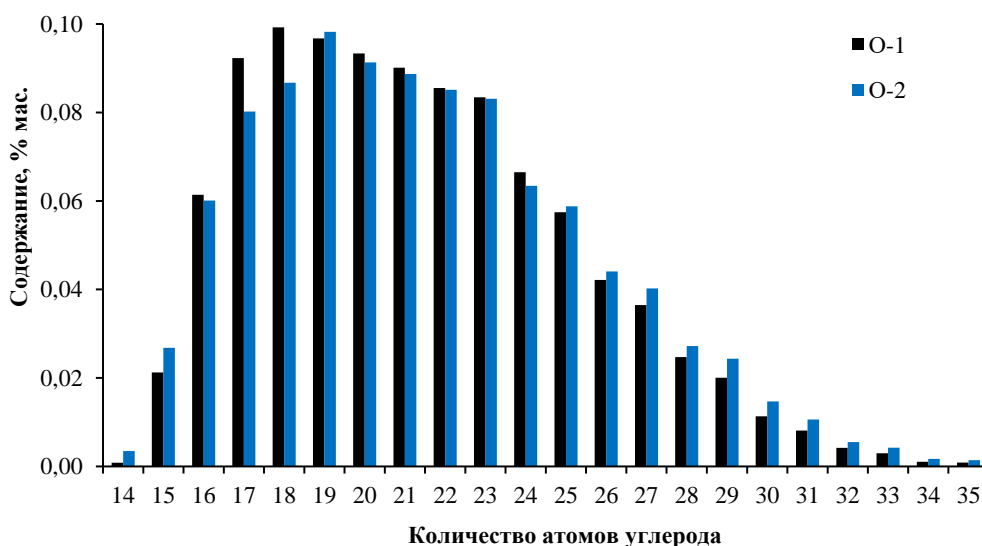


Рис. 2. Молекулярно-массовое распределение *n*-алканов в осадках ВПН

Таким образом, ультразвуковая обработка высокопарафинистой нефти в условиях эксперимента приводит к увеличению количества осадка, изменению его микроструктуры и состава. В образовавшемся осадке после УЗО высокопарафинистой нефти формируются игольчатые кристаллы меньшего размера, увеличивается содержание высокомолекулярных *n*-алканов и разветвленных компонентов.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.

Литература

1. Методика идентификации органических соединений в смесевых композициях синтетического и природного происхождения методом хромато-масс-спектрометрии. СТП СШЖИ 1232-2009, 2009. – 3 с.
2. Официальный сайт компании «ССТ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://sst.ru/press/expert-articles/hard-to-recover-oil-reserves-and-problems-of-their-production/>.
3. Taheri-Shakib J., Shekarifard A., Naderi H. Characterization of the wax precipitation in Iranian crude oil based on Wax Appearance Temperature (WAT): Part 1. The influence of electromagnetic waves // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Т. 161. – С. 530-540.
4. Zhao J. et al. Rheo-microscopy in situ synchronous measurement of shearing thinning behaviors of waxy crude oil // Fuel. – 2022. – Т. 323. – С. 124427.
5. Zhang C. et al. Electrorheological effects of waxy crude oils under high-voltage AC electric field // Fuel. – 2023. – Т. 340. – С. 127494.

ИЗУЧЕНИЕ ВИБРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ В СОСТАВЕ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Корниенко Д.А., Кудяков Е.В., Галанский А.Н.

Научный руководитель доцент Ю.С. Дубинов

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

В настоящее время становится весьма актуальной тема борьбы с коррозией труб в составе трубопроводного транспорта нефтегазовой отрасли. Наиболее оптимальным способом борьбы с коррозией является выбор труб из неметаллических композитных материалов (с полным отсутствием коррозии) взамен трубам выполненным из классических конструкционных материалов (сталей). Однако остается открытым вопрос характера распространения вибраций (создаваемых, к примеру оборудованием) в неметаллических композитных материалах. Для получения вибрационных характеристик неметаллических композитов (виброускорения, виброскорости и виброперемещения) был разработан стенд для проведения вибрационных испытаний (рис.1). Измерение вибропараметров производилось с помощью виброметра ВК-5М.

Для исследования были изготовлены образцы с 8 слоями стеклоткани и углеткани соответственно (толщиной 4 мм), комбинированные образцы скрепленные с помощью дополнительного слоя компаунда, формата углепластик-стеклопластик (У-С), стеклопластик (С), углепластик (У), стеклопластик-углепластик (С-У), углепластик-стеклопластик-углепластик (У-С-У), стеклопластик-углепластик-стеклопластик (С-У-С), углепластик-стеклопластик-стеклопластик-углепластик (У-С-С-У), углепластик-стеклопластик-стеклопластик-стеклопластик-углепластик (У-С-У-С-У) так же для сравнения были произведены замеры без образцов (П).

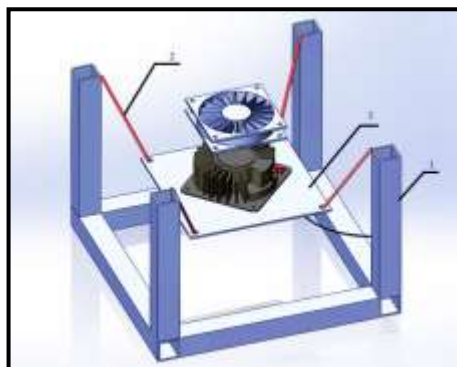


Рис. 1. Стенд для проведения вибрационных испытаний (1- каркас установки, 2-эластичные тросы-виброгасители, 3- платформа крепления образца с вибродинамиком)

В результате проведенных испытаний были получены зависимости вибрационных характеристик (виброускорения, виброскорости и виброперемещения) от конфигурации композитного материала (рис. 2–4).

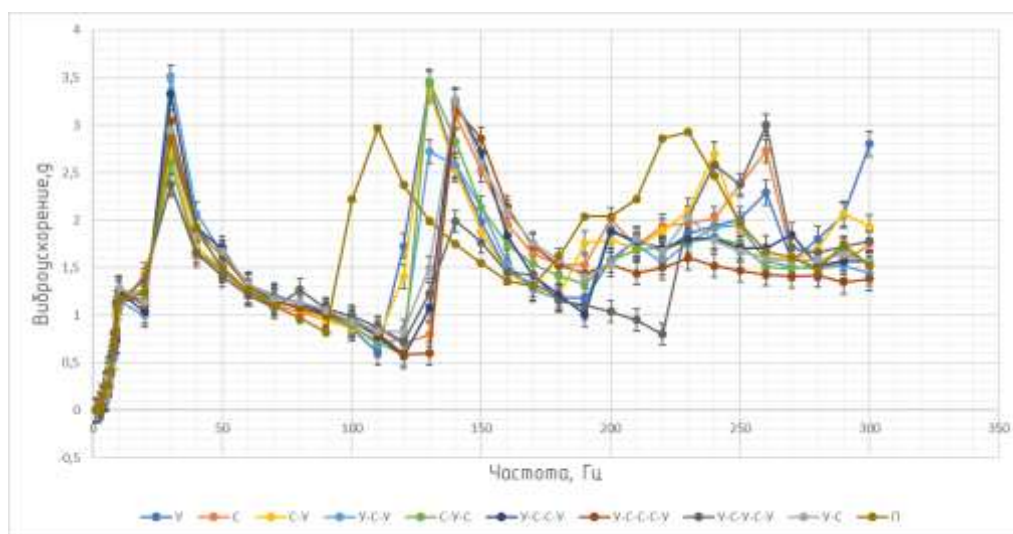


Рис. 2. График зависимости виброускорения от частоты колебаний вибродинамика

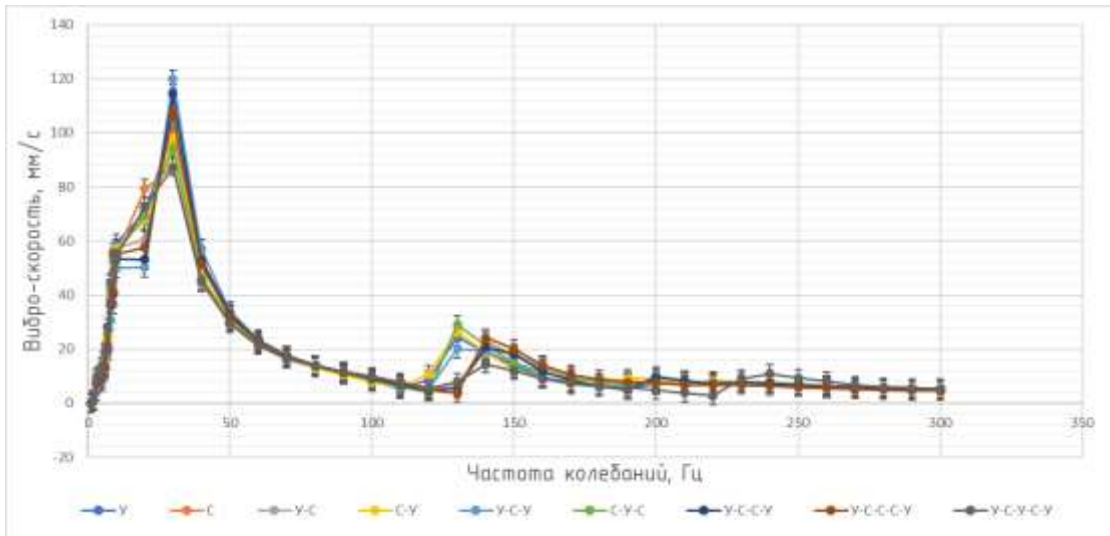


Рис. 3. График зависимости виброскорости от частоты колебаний вибродинамика

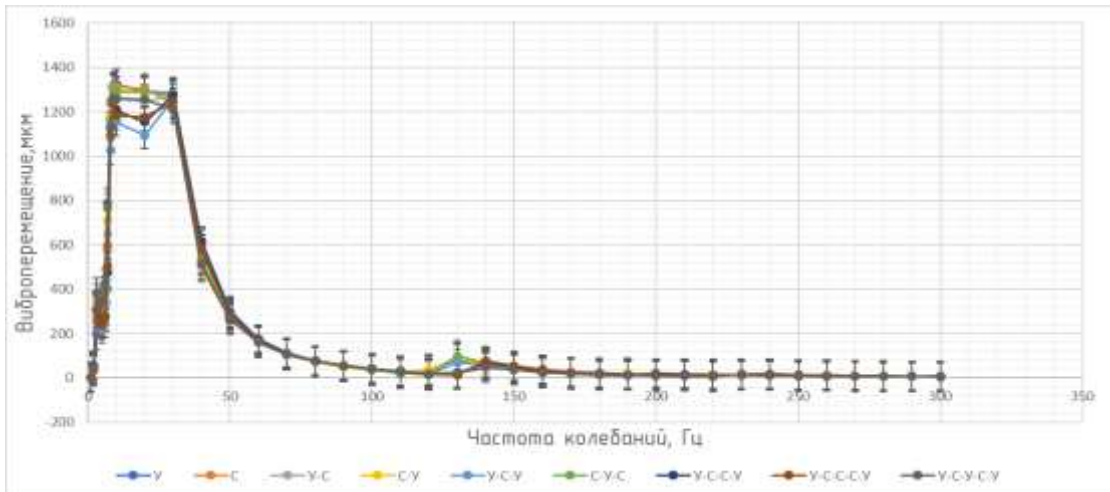


Рис. 4. График зависимости виброперемещения от частоты колебаний вибродинамика

Полученные в ходе испытаний данные показывают, что вибрационные характеристики исследуемых композитных материалов (в сравнении с «холостым ходом» платформы стенда) имеют незначительное отклонение и не зависят от геометрических параметров и характера материала. Однако, стоит обратить внимание, что конфигурация исследуемого композита образца влияет на смещение резонансной частоты в пределах 20 Гц.

Литература

1. Бондалетова Л. И., Бондалетов В. Г. Полимерные композиционные материалы (часть 1): учебное пособие // Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 118.
2. Дубинов Ю.С. и др. Использование низкочастотных вибраций промышленных трубопроводов для создания нового метода диагностики // Современные проблемы машиностроения: Сборник трудов XV Международной научно-технической конференции, Томск, 22–25 ноября 2022 года. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2022. – С. 229-230.
3. Корниенко Д.А., Галанский А.Н., Дубинов Ю.С., Исследование зависимости прочностных характеристик неметаллического композитного материала от угла поворота волокон в составе матрицы // Наука и творчество: вклад молодежи: Сборник материалов всероссийской молодежной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Махачкала, 10–11 ноября 2022 года. – Махачкала: Типография ФОРМАТ, 2022. – С. 190-196. Корниенко Д. А., Галанский А. Н., Дубинов Ю. С. Исследование зависимости прочностных характеристик неметаллического композитного материала от угла поворота волокон в составе матрицы // Наука и творчество: вклад молодежи. – 2022. – С. 190-196.
4. Молчанов Б.И., Гудимов М.М. Свойства углепластиков и области их применения // Авиационная промышленность. – 1997. – №. 3-4. – С. 58-60.

**АКТУАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТРЕБОВАНИЙ К ОЦЕНКАМ РИСКА
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

Курасов О.А.

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Анализ рисков является наиболее значимой областью исследований в контексте управления целостностью оборудования трубопроводного транспорта. Риск — это вероятность отказа из-за несчастного случая и сопутствующие последствия.

Все программы управления рисками состоят из двух этапов: анализа рисков и контроля рисков. Управление целостностью трубопроводов включает в себя структурную целостность конструкции трубопровода и управление рисками. Анализ рисков трубопроводного транспорта позволяет оператору ранжировать участки на основе их ожидаемой (прогнозной) частоты и последствий отказов. Данные для анализа рисков основаны на периодических диагностиках и оценке структурной целостности. Информация, полученная в результате анализа рисков, используется для определения следующего интервала технического обслуживания или контроля. Ранжируя участки трубопровода на основе полученной информации, оператор может эффективно распределять ресурсы для снижения и устранения риска аварий и катастроф.

Существует множество методов и инструментов для выявления причин отказов и их последствий, а также для оценки связанных с ними вероятностей. Инструменты оценки рисков подразделяются на две группы: качественные и количественные [1].

К качественным методам можно отнести Методологию выявления опасностей и работоспособности оборудования (HAZOP), которая представляет собой структурированный и систематический подход для выявления всех возможных опасностей, связанных с системой. HAZOP основана на теории, которая предполагает, что события риска вызваны отклонениями от целей эксплуатации или проектирования.

Это групповой подход с участием междисциплинарных экспертов для коллективного мозгового штурма с целью стимулирования различных мнений по этому вопросу на основе списка руководящих слов.

Наиболее распространенными основными путеводными словами являются «никакие», «более» или «менее». Комбинация направляющего слова и параметра приводит к отклонению, так как условия процесса отклоняются от нормальных условий, например, отсутствие потока, меньшее давление или более высокая температура.

С другой стороны, рассматриваются количественные методы. Так, например, в анализе характера и последствий отказов (FMEA) и анализе вида, последствий и важности отказов (FMCA), инициирующие события с аналогичным барьером могут быть сгруппированы вместе. Анализ будет упрощен за счет сосредоточения внимания на значительной группе, а не на избыточных событиях. Анализ FMEA можно рассматривать как подмножество исследования HAZOP. Целью FMEA и FMCA является возможность целенаправленного обзора системы или процесса для выявления потенциальных угроз и их возможного влияния на эффективность результатов. Недостатки анализа заключаются в том, что каждое событие рассматривается как отдельное явление, и взаимодействия между событиями не рассматриваются [2].

В последние годы во многих инженерных областях стала использоваться методология Байесовской сети. Они широко применяются для анализа рисков благодаря их способности к моделированию и эффективной формулировке. Байесовская сеть предлагает мощный анализ рисков и была применена в реальном применении прогнозирования безопасности критически важных и сложных систем [3].

Фактически, байесовские сети способны устранить ограничения деревьев отказов, чтобы учесть зависимости между причинами события. Зависимость переменных в байесовских сетях представлена дугой, соединяющей зависимые узлы, а вероятность количественно определяется заданной таблицей условной вероятности. Таким образом, в случае, когда причины события взаимосвязаны, можно отдать предпочтение байесовским сетям. С другой стороны, деревья событий могут представлять последовательности как зависимых, так и независимых событий. Однако дерево может быть неэффективным, если события в основном независимы и состоят из множества одинаковых ветвей. Эта ситуация может быть учтена байесовскими сетями и, таким образом, может рассматриваться как частный случай байесовских сетей.

Литература

1. Kurason, O. A. Analysis and control of strength, resource and risks parameters of safe operation of hazardous production facilities // Сборник тезисов XII Международной научно-практической конференции, Ижевск, 15 апреля 2022 года. – Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, 2022. – Р. 50-52.
2. Курасов О. А. Разработка мероприятий по обеспечению эксплуатационной надежности технологического оборудования магистральных газопроводов // Нефтегазовый терминал. – 2022. – С. 185-187.
3. Курасов, О. А. Традиционные и перспективные методы обеспечения промышленной безопасности газотранспортных систем // Сборник статей Международной научно-практической конференции им. Д.И. Менделеева, Тюмень, 24–26 ноября 2022 года / Отв. редактор А. Н. Халин. Том 3. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2023. – С. 134-137.
4. Флегонтов И.А., Кулешов А.В. Оптимизация конструкции камер пуска-приема средств очистки и диагностики // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. № 11 (4). С. 460–465.
5. Хасанов И.И., Шамбазов Д.А. Модернизация камеры пуска-приема средств очистки и диагностики // Уфимский государственный нефтяной технический университет. 2021.

ВЕРоятностный подход к моделированию жизненного цикла опасных производственных объектов

Курасов О.А.

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Модели логических диаграмм, например, дерево неисправностей, дерево событий и диаграммы-бабочки (галстук-бабочка), являются широко используемыми методами оценки надежности, безопасности и рисков. Недостатком этих методов является их неспособность адаптироваться к неопределенности информации. Принимая во внимание неопределенность, связанную почти со всеми аспектами оценки риска, и нехватку данных, современные исследователи, использующие логические методы оценки рисков трубопроводов, сходятся во мнении о необходимости применения усовершенствованных логических подходов к решению данной проблемы.

Анализ дерева событий (ETA) обычно используется для определения вероятности всех возможных последствий, возникающих в результате возникновения инициирующего события. Иллюстрация, изображающая все возможные последствия нежелательного события, известна как дерево событий. Чтобы создать такое дерево, исходное событие и все идентифицированные результаты следует рассматривать как начало, а затем рассматривать каждый результат как новое событие (ключевое событие), разветвляющееся с соответствующими возможными результатами и т. д. Ветви обычно соответствуют появлению или отсутствию ключевых событий. В конце дерева заключены как результаты, так и вероятности каждой последовательности событий, которые были идентифицированы [1].

Дерево отказов (FTA) предназначено для идентификации и явного отображения всех возможных причин (основных событий), приводящих к нежелательному событию (верхнему событию). Оно начинается с конкретного нежелательного события, а затем переходит к определению конкретных причин нежелательного события. Вероятности причин связаны логическими элементами (ИЛИ, И). Эти логические элементы представляют взаимосвязь между выходным событием и входными событиями. Целью качественного анализа в Дереве событий является достижение минимальных наборов разрезов. Как правило, чем ниже порядок набора минимальных отсечений, тем выше частота его появления. Вероятность отказа высшего события будет достигнута, если будут получены все минимальные наборы разрезов и вероятности базовых событий.

С другой стороны, ограничение деревьев отказов состоит в том, что они предполагают независимость среди причин, что обычно не является обоснованным предположением [2]. Поэтому зависимые события могут быть учтены только с большим трудом. Кроме того, логические ветви предполагают, что выходной сигнал каждой ветви может быть оценен количественно с учетом входного сигнала. Это нецелесообразно, поскольку имплицитно предполагает, что все возможные события моделирования принимаются во внимание.

Дерево отказов также трудно использовать для количественной оценки надежности системы из-за его ограниченной выразительной способности. Кроме того, дерево отказов и дерево событий позволяют сделать односторонний вывод, что ограничивает их применимость в области снижения систематических рисков и управления ими. Дерево отказов не подходит для сложных задач из-за его недостатков в явном представлении зависимостей событий, обновлении вероятностей и обработке неопределенностей.

Анализ модели «галстук-бабочка» представляет собой комплексный вероятностный подход, который анализирует сценарии аварий путем оценки вероятностей и путей возникновения инцидентов. Диаграмма «галстук-бабочка» содержит интеграцию дерева отказов и дерева событий для представления причин, опасностей и последствий на общей платформе. Дерево отказов размещено в левой части диаграммы, а правая часть диаграммы «галстук-бабочка» соответствует дереву событий [3].

На основе комбинированного дерева отказов и дерева событий все причины и последствия, связанные с нежелательным событием, четко и взаимно идентифицируются на схеме «галстук-бабочка». После того, как диаграмма «бабочка» создана, количественный анализ может быть выполнен в соответствии с традиционными допущениями и математическими операциями FTA и ETA. Модель, однако, использует концепцию, следующую булевой логике, которая в некоторых обстоятельствах может не полностью отражать реальность. Это связано с тем, что анализируемые события могут иметь более двух состояний. Кроме того, анализ бабочки позволяет сделать односторонний вывод, который может ограничить применимость в области систематического снижения риска и управления им.

Литература

1. Kurasov, O. A. Investigation of the influence of operational loading regimes on the service life of hazardous production facilities // Новые технологии - нефтегазовому региону: материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. В IV т., Тюмень, 30 мая 2022 года. Vol. I. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – P. 206-207.
2. Курасов О. А. Вероятностный анализ отказов магистральных газопроводов как способ повышения эксплуатационной надежности // Нефтегазовый терминал. – 2022. – С. 74-78.
3. Kurasov O. A. Scientific substantiation of problems and methods of improving technogenic safety of hazardous production facilities of pipeline gas transportation // 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, Томск, 4-8 апреля 2022 г. Т. 2. – Томский политехнический университет, 2022. – Т. 2. – С. 329-330.

ОПТИМАЛЬНЫЙ ВИД ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА НА МОРСКОМ ШЕЛЬФЕ

Логинов А.О.

Научный руководитель доцент М.С. Турбаков

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

На сегодняшний день на морском шельфе добывается порядка 40 % нефти и 30 % газа. На вновь открытых или незавершенных участках необходимо выбрать наиболее подходящий вид транспортировки.

Основные виды транспортировки нефти делятся на три категории:

- 1) Транспортировка нефти по трубопроводам;
- 2) Транспортировка нефти танкером;
- 3) Смешанный транспорт (как танкерный, так и трубопроводный).

Процесс транспортировки нефти требует формирование взаимосвязанной морской и береговой системы трубопроводов и стояков для обеспечения транспортировки от береговых баз до мест хранения.

Преимущества транспортировки нефти по трубопроводному способу:

- - более высокая надежность и менее низкая стоимость сравнимая с танкерами;
- - трубопровод система непрерывна, следовательно, может обеспечить равномерные поставки;
- - низкое воздействие на окружающую среду;
- - более быстрая скорость доставки;
- - транспортировка в любую погоду.

Недостатки транспортировки нефти по трубопроводу способу:

- - невозможно изменить направление;
- - на постройку трубопровода уходит большое количество времени;
- - невозможно доставлять сырье более чем в одно место.

Танкерный способ позволяет осуществлять прямую транспортировку с нефтедобывающих платформ и морских нефтехранилищ.

Преимущества транспортировки нефти танкерным способом:

- - большая эксплуатационная гибкость;
- - возможность транспортировки между двумя и более пунктами назначения;
- - низкие транспортные расходы.

Недостатки транспортировки нефти танкерным способом:

- - прерывистый режим работы;
- - зависимость от погодных условий;
- - экологические риски.

Проанализировав преимущества и недостатки трубопроводной и танкерной транспортных систем, можно сделать вывод, что использование танкерной транспортной системы имеет более выгодные условия, учитывая, что российские нефтяные месторождения находятся в 100-170 км от побережья и неблагоприятную политическую ситуацию в мире.

Окончательный выбор наиболее эффективной транспортной системы требует более детального анализа с учетом количества извлекаемой нефти, климатических факторов, расположения нефтеперерабатывающих заводов, политики и т. д.

Литература

1. Зафарова А. М. Экономическое обоснование транспортировки нефти с месторождения арктического шельфа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – №. 1. – С. 5-5.
2. Касаткин Р. Г. Организация транспортировки нефти и газа с арктических шельфовых месторождений: мировой опыт // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2009. – №. 1. – С. 33-33.
3. Петров М. П., Лубенко В. Н. Перспективы морской добычи нефти и газа на шельфе Северного Каспия и возможные способы их транспортировки // Вестник Астраханского государственного технического университета. – 2008. – №. 2. – С. 222-228.

ПОДЛЕДНАЯ ТРАНСПОРТИРОВКА УГЛЕВОДОРОДОВ В АРКТИКЕ

Лозинский Д.И.

Научный руководитель доцент М.С. Турбаков

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Подледные трубопроводы – это особый вид инженерных сооружений, которые применяются для транспортировки жидкостей и газов под льдом. Они являются неотъемлемой частью инфраструктуры, используемой при добыче и транспортировке нефти и газа в условиях арктических регионов.

Основным преимуществом подледных трубопроводов является возможность транспортировки жидкостей и газов без необходимости прокладывать трубы на поверхности льда. Это позволяет снизить затраты на строительство и эксплуатацию трубопроводов, а также уменьшить воздействие на окружающую среду.

Факторы эффективности использования подледных трубопроводов заключаются в:

1. Круглогодичная эксплуатация;
2. Эксплуатация при снижении пластового давления;
3. Удаленная эксплуатация. Обеспечивается удаленную эксплуатацию шельфовых месторождений и управление процессом их транспортировки;
4. Диагностируемость основного оборудования;
5. Простота управления. Современное оборудование позволяет проводить точную и адаптивную настройку подводных трубопроводов и насосов;
6. Большие промежутки времени между сервисным обслуживанием подводных трубопроводов. Они требуют периодического технического обслуживания 1 раз в 4 года.

Подледные трубопроводы имеют ряд особенностей, связанных с условиями эксплуатации в арктических регионах. Они должны быть спроектированы с учетом возможных изменений температуры и давления, а также с учетом возможных гололедных явлений и других природных факторов.

Кроме того, подледные трубопроводы должны быть защищены от механических повреждений, вызванных действием льда и других объектов, которые могут находиться под ледяной коркой. Для этого используются специальные защитные конструкции, которые предотвращают разрушение трубопроводов при столкновении с льдом.

Одним из наиболее известных примеров использования подледных трубопроводов является газопровод «Ямал-Европа». Этот газопровод протяженностью более 4 тыс. км проходит через арктические регионы России, Германии и Франции и обеспечивает транспортировку природного газа из Ямала на европейский рынок.

В целом, использование подледных трубопроводов является эффективным и экологически безопасным способом транспортировки жидкостей и газов в условиях арктических регионов. Однако, для обеспечения надежности и безопасности эксплуатации таких трубопроводов необходимо проводить постоянный мониторинг состояния инфраструктуры и принимать меры по предотвращению возможных аварийных ситуаций.

Литература

1. Васильев Б. Ю. Подводные технологии освоения арктического шельфа Мировой и российский опыт // Oil and gas journal Russia. – 2016. – №. 2. – С. 68-72.
2. Золотухин А. Б. и др. Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике // М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина -2000.–770 с.: ил. – 2000.

ВОДНЫЕ ПЕРЕВОЗКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Мионов М.С.

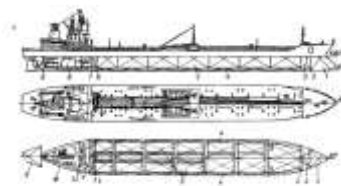
Научный руководитель доцент М.С. Турбаков

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Нефть – самый ходовой товар на земле, а изготавливаемые из нее продукты окружают нас в повседневной жизни практически везде. Большинство месторождений находится в удаленности от их потребителей, именно из-за этого вопрос транспортировки нефти занимает далеко не последнее значение.

Существуют несколько основных видов транспорта нефти и газа: трубопровод, водный, железнодорожный и сухопутный. Огромную долю всех перевозок занимает водный вид, который также является одним из самых дешёвых. Существует множество видов водного транспорта для перевозки нефти: баржи, танкеры и так далее. Самый популярный – танкеры.

Преимущество танкеров – это перевозка огромного количества сырья (до 4 млн баррелей) на огромные расстояния, а также достоинством данного метода является транспорт углеводородов в места, куда сухопутным или трубопроводным методом доставить нефть не является возможным. Еще один из немаловажных факторов – это отсутствие ёмкости, нефть заливается в резервуары самих танкеров, за счёт этого компании экономят на таре. Танкеры отличаются своей многофункциональностью (они могут поддерживать нужную температуру в резервуарах), удобной погрузкой и выгрузкой, способностью транспортировки любых агрегатных состояний нефтепродуктов.



1 – форпик, 2 - носовое насосное отделение, 3 – дилтанк, 4 – цистерны чистого балласта (в двойном дне и в двойных бортах), 5 – грузовые танки, 6 – цистерна сбора нефтеостатков, 7 – грузовое насосное отделение, 8 – МКО, 9 – актерпик, 11 – отстойные танки, 12 – дилтанки тяжелого топлива.

Рис. Схема танкера

Сами судна перевозят углеводороды как по морю, так и по рекам и озёрам, что в свою очередь обеспечивает транспортную связь не только между странами, но и между субъектами РФ. Одно из самых популярных речных направлений в России, а также одно из первых – река Волга (Каспийское направление). Популярность данного метода сложно переоценить, только на территории России находятся около 90 морских терминалов, самые крупные (пропускная способность 90-50 млн тонн в год) находятся в городах Приморске, Новороссийске, Тамани и Находке.

Как и любой другой вид транспортировки, водный метод имеет свои недостатки. Наиболее актуальные проблемы – это погодные и сезонные условия, зимой некоторые водоёмы замерзают, что делает невозможным дальнейшую перевозку. Но самым главным минусом является угроза экологии при аварии, в следствие чего загрязняются акватории рек и океанов в огромных размерах. Конечно же это случается довольно редко, но последствия обычно очень серьёзные.

В итоге можно понять, что водные перевозки нефти и нефтепродуктов являются одним из лучших способов транспортировки нефти, несмотря на незначительные недостатки по сравнению с преимуществами.

Литература

1. Бунчук В. А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа. – 1977.
2. Мстиславская Л. П. Основы нефтегазового дела. – 2010.
3. Закожурников Ю. А. Транспортировка нефти, нефтепродуктов и газа. – 2010.

ОПЕРАТИВНЫЙ КОНТРОЛЬ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА НА ОСНОВЕ ДОПОЛНЕННОЙ РЕАЛЬНОСТИ

Овчаренко Д.М., Коротков Р.Н.

Научный руководитель доцент О.В. Брусник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Техническое обслуживание объектов нефтегазового комплекса является важнейшим мероприятием по поддержанию жизненного цикла оборудования и сокращению риска нарушения их целостности. Согласно приведенным данным [1], большинство аварий приходится на брак строительства/изготовления, конструктивные недостатки и износ оборудования. В связи с этим, возникает необходимость разработки эффективных решений по контролю и управлению за строительными и эксплуатационными процессами. Внедрение цифровых технологий на объектах транспортировки, хранения и переработки нефти и газа позволяет повысить безопасность при выполнении работ, предотвратить повреждения объектов при ремонтно-восстановительных работах, сократить затраты на техническое обслуживание, а также развить технологическую независимость в рамках четвертой промышленной революции «Индустрия 4.0». Такие технологии, как фотограмметрия, дополненная реальность (AR) и информационное моделирование зданий (BIM) обладают большим потенциалом для поддержки сооружения и эксплуатации объектов инфраструктуры.

Цель – разработать эффективное предложение по контролю и управлению производственными процессами с помощью цифрового двойника на основе дополненной реальности.

К негативным событиям во время эксплуатации относятся отклонение эксплуатационных характеристик, ведущих за собой аварии и потерю работоспособности. К «ранней» аварийности относятся нарушение целостности сразу после ввода в эксплуатацию в связи с некачественными монтажом, сборкой, несоответствием пусковым режимам эксплуатации, что требует контроля качества при строительстве. Для обеспечения безопасности на производственных объектах необходимо поддерживать работоспособное состояние на протяжении всего жизненного цикла. Мероприятия по сокращению риска нарушения целостности можно представить в общем виде (табл. 1).

На сегодняшний день известны успешные практики применения цифровых технологий в нефтегазовой промышленности для обеспечения «умного» контроля и безопасности. В рамках развития собственного научного потенциала ПАО «Газпром» планирует реализовать проект по созданию «цифровых двойников» для прогнозирования работы оборудования и поиска эффективных решений по контролю и управлению объектами трубопроводного

транспорта. В технологии производства цифровой двойник рассматривается как цифровое представление действующего объекта, которое включает в себя его выбранные характеристики, свойства, условия и поведение посредством моделей, информации и данных [2].

Среди поддерживающих технологий «Индустрии 4.0» можно выделить информационное моделирование зданий и сооружений, дополненную реальность, а также 3D-сканирование и фотограмметрию. BIM является подходом к проектированию, включает в себя визуализацию цифровых моделей и других связанных данных в режиме реального времени, наложенных на физический контекст производственного объекта. Выделим главные преимущества дополненной реальности над виртуальной [3]:

1. Возможность применения с цифровым моделированием в качестве цифрового двойника объекта;
2. Представление работы конкретных узлов и процессов;
3. Повышение безопасности труда на производстве;
4. Дистанционный контроль;
5. Применение в познавательных целях;
6. Облегчение в принятии решений.

Среди недостатков AR-технологии можно выделить: 1. необходимость корректировки точности в оцифровке объектов; 2. ограниченное время работы AR-оборудования; 3. высокая вычислительная мощность для запуска цифрового двойника.

Для обеспечения контроля по управлению производственными процессами и безопасностью на объектах посредством создания цифровых двойников требуется интеграция передовых технологий: датчики (GNSS), дополненная реальность (AR) и база геоданных 3D GIS [4]. В качестве программного обеспечения для создания BIM можно использовать доступные системы автоматизированного проектирования работ (САПР), такие как AutoCAD, Компас и др. для преобразования изображений и видео в облако точек SaaS Photogram. Главными преимуществами оборудования являются:

1. Удобный интерфейс и внятные команды для выполнения;
2. Возможность выделять различные узлы и элементы;
3. Подключение к сети Интернет не требуется.

AR-технологии могут служить для контроля за безопасностью при монтажных работах как предупреждающее устройство при приближении к трубопроводам и ускоряют выполнение работы вследствие известного местоположения объектов. При сооружении трубопровода после прокладочных работ, но до закрытия траншеи необходимо оцифровать ось прокладки, сделать фото и видео строительной площадки. Приложение Vim Holoview позволяет загружать параметрическую модель, полученную из BIM, в шлем Oculus, которая накладывается на поле зрения очков дополненной реальности, чтобы определять местоположения линий на строительной площадке. Таким образом, сотрудники будут получать соответствующие предупреждения с помощью очков AR, что уменьшит повреждение трубопроводов.



Рис. 1. Применение AR-технологий для контроля за безопасностью при земляных и монтажных работах

Рассмотрим возможность применения AR в качестве инструмента по мониторингу рабочего состояния оборудования на примере газоперекачивающего агрегата (ГПА). Для этого необходимо провести лазерное сканирование конкретных узлов и процессов, после чего создать BIM-модель с географической привязкой и в масштабе 1:1. Показателем энергоэффективности ГПА является коэффициент полезного действия (КПД), удельный расход топливного газа и электроэнергии [5]. Используя очки дополненной реальности, техническое обслуживание производится с помощью накладки цифрового двойника на реальный объект со справочной информацией по показателям эффективности работы, характеристикам работы отдельных элементов (мощность, частота вращения двигателя, степень сжатия, напряжение и др.).

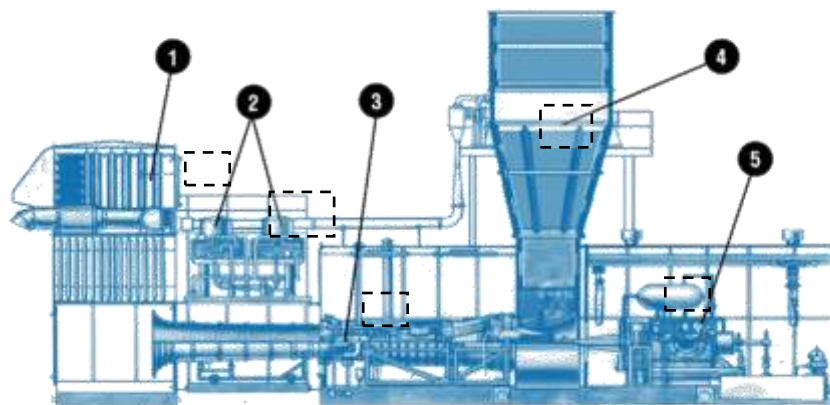


Рис. 2. Устройство ГПА: 1 – входное воздухоочистительное устройство; 2 – масляные радиаторы; 3 – авиационный привод; 4- выхлопное устройство; 5 – нагнетатель газа

Таким образом, внедрение цифровых двойников на основе AR имеет широкое применение для повышения производственной безопасности, эффективности управления процессами, обслуживания объектов нефтегазового комплекса. Цифровизация делает данные по текущему состоянию рабочего оборудования всегда доступными, точными, а информация о выполнении или интервалах технического обслуживания всегда будет актуальной.

Литература

1. Гайсина Д.Р., Денисова Я.В. Анализ причин аварийных ситуаций на магистральных трубопроводах // Вестник Казанского технологического университета. 2016. №14.
2. Ватолина О. В. Анализ и перспективы развития рынка информационных технологий // Ученые заметки ТОГУ. – 2018. – Т. 9, № 2. – С. 879-885. – EDN XVAESL.
3. Son H., Bosché F., Kim C. As-built data acquisition and its use in production monitoring and automated layout of civil infrastructure: A survey //Advanced Engineering Informatics. – 2015. – Т. 29. – №. 2. – С. 172-183.
4. LARA project, LBS Augmented Reality Assistive System for Utilities Infrastructure Management through Galileo and EGNOS (<https://www.lara-project.eu/>)
5. СТО Газпром 2-3.5-113-2007 Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем.

ВЛИЯНИЕ ИНГИБИРУЮЩЕЙ ПРИСАДКИ НА ОСАДКООБРАЗОВАНИЕ ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ

Перминова А.Н.¹, Прозорова И.В.²

Научный руководитель доцент О.В. Брусник

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет», г. Томск, Россия

²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

В настоящее время увеличивается доля добываемых нефтей, имеющих высокое содержание парафиновых углеводородов (ПУ) и смолисто-асфальтеновых компонентов (САК). Добыча и транспортировка таких нефтей осложняется образованием на стенках трубопровода асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), за счет этого снижается пропускной диаметр трубопровода и увеличивается давление перекачки в трубопроводе, повышается износ перекачивающих насосов. Ремонтные работы занимают большое количество времени и несут за собой значительные экономические потери.

Механизм образования АСПО состоит из нескольких последовательных стадий, включающий в себя агрегации, адсорбцию, коагуляцию и мицеллообразование парафиновых углеводородов. С понижением температуры растворяющая способность нефти падает, парафиновые углеводороды образуют макрокристаллы на поверхности нефтяного оборудования. В результате образуется первичный слой осадка, а затем адгезия ПУ осуществляется на поверхности уже сформированного слоя. Кристаллизация и выделение парафинов на поверхности трубопровода происходит благодаря броуновскому движению.

Стоит так же отметить, что сопутствующая вода, может препятствовать эффективности процесса нефтедобычи. Совместное движение воды и нефти при высоких скоростях потока приводит к образованию стойких водонефтяных эмульсий. При создании обратных нефтяных эмульсий увеличивается поверхность раздела фаз нефть-вода, приводящая к созданию бронирующих оболочек из САВ и ПУ [1]. Однако с ростом обводненности происходит увеличение скорости осадкообразования [2].

В современных реалиях самым эффективным способом предотвращения образования осадка в нефти является добавление присадок, ингибирующих процесс образования парафиновых отложений в нефтяных системах.

Присадка образует с молекулами парафина прочные ассоциативные комплексы с упорядоченной структурой, удерживая их в объеме, что значительно снижает накоплению осадка [2]. А также она может способствовать снижению температуры начала кристаллизации.

Целью данной работы является подбор оптимальных температурных условий действия ингибирующей присадки, разработанной на основе новых упорядоченных амфифильных полимеров (полиалкилметакрилатов) и изучение ее эффективности в водонефтяных эмульсиях.

Объектом исследования является маловязкая высокопарафинистая нефть месторождения Ондатровое (Томская область). Она характеризуется малым содержанием асфальтенов (~ 0,9 % масс.), смол (~ 2 % масс.) и высоким содержанием парафинов (~ 16 % масс.). Температура застывания нефти (~ 12,1 °С).

Из полученных практических результатов была показана ингибирующая способность присадки (метод «холодного стержня») (Таблица 1.) при различных температурах.

Таблица 1

Влияние ингибирующей присадки (ПР) на количество нефтяного осадка исследуемой нефти при разных температурах

Температура потока нефти, /Температура осадкообразующей поверхности, °С	Количество АСПО, г на 100 г нефти	Степень ингибирования (I), %
20/10 исх. нефть	20,6	0
20/10 нефть + 0,05 % ПР	4,9	76
30/10 исх. нефть	6,4	0
30/10 нефть + 0,05 % ПР	3,4	47
40/10 исх. нефть	2,6	0
40/10 нефть + 0,05 % ПР	1,8	32
50/10 исх. нефть	1,9	0
50/10 нефть + 0,05 % ПР	1,5	24
Степень ингибирования рассчитывается по формуле: $\frac{m(\text{исх.нефть})-m(\text{нефть} + 0,05 \% \text{ ПР})}{m(\text{исх.нефть})} * 100\%$		

При 20 °С потока нефти осадок исследуемой нефти составляет 20,6 г. При добавлении присадки при данных условиях масса осадка составит 4,9 г степень ингибирования составила 76 %. При увеличении температуры нефти с 20 до 30 °С осадкообразование снижается до 6,4 г, добавление присадки в данных условиях снижается до 47 %. Аналогичная зависимость просматривается и при других значениях температур. При 30 °С образуется осадок массой 6,4 г, а при добавлении присадки его масса уменьшилась до 3,4 г. Степень ингибирования упала до 47 %, а при 40 °С до 32 %. Минимальную степень ингибирования наблюдали при 50 °С потока нефти, масса осадка составила 1,9 г, при добавлении присадки масса уменьшилась незначительно (до 1,5 г). Таким образом, полученные результаты позволяют сделать вывод, что с увеличением температуры потока нефти уменьшается масса осадка, а при приближении температуры нефти к температуре ее застывания ингибирующая способность присадки повышается.

Изучение состава осадков нефти (таблица 2), проводили при помощи адсорбционной жидкостной хроматографии (ЖАХ).

Таблица 2

Групповой состав выделенных осадков

Температура потока нефти, /Температура осадкообразующей поверхности, °С	Асфальтены, % (мас.)		Масляная фракция, % (мас.)		Смолы, % (мас.)	
	исх. нефть	нефть + 0,05 % ПР	исх. нефть	нефть + 0,05 % ПР	исх. нефть	нефть + 0,05 % ПР
20/10	4,5	0,8	85,5	92,5	10,0	6,7
30/10	4,3	0,6	85,7	92,7	10,0	6,7
40/10	4,1	0,5	86,4	92,8	9,5	6,7
50/10	4,0	0,5	89,3	92,8	6,7	6,7

При 20 °С потока нефти осадок нефти содержит 4,5 % асфальтенов, 85,5 % масел и 10,0 % смол. При добавлении присадки к образцу нефти при той же температуре потока, выделившийся осадок содержит 0,8 % асфальтенов, 92,5 % масел и 6,7 % смол. Таким образом, мы можем видеть, что добавление присадки уменьшает количество асфальтенов почти в 5 раз, смол примерно в 1,5 раза и увеличивает количество масел примерно на 13 %. При 30 °С поток нефти в составе осадка нефти асфальтенов выделилось 4,3 %, масел 85,7 %, а смол 10,0 %. При добавлении присадки содержание асфальтенов снизилось до 0,6 %, смол до 6,7 %, количество масел увеличилось до 92,8 %. Аналогичную зависимость можем наблюдать и при других температурах. Показано, что при увеличении температуры потока нефти шагом в 10 °С уменьшается содержание асфальтенов и смол, а доля масляной фракции увеличивается. Действие ингибирующей присадки показало уменьшение концентрации асфальтенов в осадке в 5-8 %, увеличение доли масляной фракции примерно на 3–7%, и уменьшение содержания смол примерно на 4 %.

Изучение влияния присадки на водонефтяные эмульсии с различным содержанием воды (таблица 3.) проводили при температуре потока 30 °С.

Таблица 3

Влияние ингибирующей присадки (ПР) на количество нефтяного осадка водонефтяных эмульсий

Доля воды в водонефтяной эмульсии, %	Количество АСПО, г на 100 г нефти	Количество АСПО, г на 100 г нефти + ПР	Степень ингибирования (I), %
0	6,4	3,4	46,9
10	7,6	3,4	53,4
20	8,1	3,8	53,5
30	6,6	4,5	32,6
40	6,3	4,6	28,1

При введении 10 % воды в НДС, по сравнению с образцом исходной нефти, масса осадка АСПО увеличивается с 6,4 г до 7,6 г, причем степень ингибирования увеличивается до 53 %. Такое явление связано с тем, что при добавлении полярных молекул воды в систему с полярной присадкой, вода способствует частичному уходу ПУ в бронирующие оболочки, и, благодаря чему, парафины не участвуют в образовании осадка. При повышении содержания воды в водонефтяной эмульсии до 20 %, масса осадка нефти увеличивается до 8,1 г, однако степень ингибирования остается примерно такой же. Увеличение содержания воды еще на 10 %, степень ингибирования падает до 32,6 % при 30 %-ой эмульсии, и до 28 % при 40 %-ой эмульсии. Такое явление связано с тем, что значительное количество капель воды в дисперсной системе нефть-вода начинает препятствовать взаимодействию присадки с ПУ.

Таким образом, эффективность полиалкилметакрилатной присадки растет при приближении температуры нефти к ее температуре застывания. Обводненность нефти положительно влияет на степень ингибирования только при незначительном содержании воды в нефти (до 20 %). При дальнейшем увеличении содержания воды в водонефтяной эмульсии эффективность присадки падает.

Работа выполнена в рамках Государственного задания ФГБУН Института химии нефти СО РАН при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации.

Литература

1. Кирбижекова Е.В. и др. Осадкообразование высокопарафинистой нефти в обводненных условиях // Сборник статей (по итогам) V Международной научно-практической конференции «Научное творчество XXI века», Красноярск, январь 2012 г. – Красноярск: Научно-инновационный центр, 2012 – Т. 3 – С. 325–330.
2. Козленко Я.А., Прозорова И.В. Влияние ингибирующей композиции на структурно-реологические характеристики высокопарафинистой нефти / Химия в интересах устойчивого развития. – 2022. – Т. 30. – № 4. – С. 374–382.

МОДЕЛИРОВАНИЕ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ПОДЛЕЖАЩЕГО РЕМОНТУ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ВРЕЗКИ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

Романов С.П., Бохонец А.П.

Научный руководитель доцент Н.В. Гончаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На фоне западных санкций против России и интереса к российской нефти стран Азиатско-Тихоокеанского региона возрастают объемы поставок нефти по магистральным трубопроводам Сибири [4]. Необходимость обеспечения высокой производительности магистральных нефтепроводов вынуждает применять наиболее рациональные способы по поддержанию работоспособности и бесперебойности поставок конечному потребителю. Одним из таких способов является применение технологии врезки под давлением при создании ответвлений и обводных линий вокруг неисправных участков, подлежащих ремонту, позволяющей исключить остановку перекачки продукта по трубопроводу.

Для создания ответвлений и обводной линии с использованием технологии врезки под давлением (рис. 1а) производится монтаж устройства для холодной врезки (УХВ) 7 (рис. 2). Для этого на трубопровод 1 монтируются муфтовые тройники 4 (рис. 3), к которым привариваются патрубки 5 и устанавливаются задвижки 6 с соответствующими диаметрами. После выполнения операций по врезке монтируются элементы обводной линии 8, 9, 10 (рис. 1б). Аналогичным образом устанавливаются муфтовые тройники и устройства для перекрытия потока 3. Далее производится перекрытие основного трубопровода и замена дефектного элемента 2. В процессе замены дефектного элемента поток нефти движется по обводной линии. После проведения замены осуществляется демонтаж обводной линии и технологического оборудования, устанавливаются заглушки на муфтовые тройники.

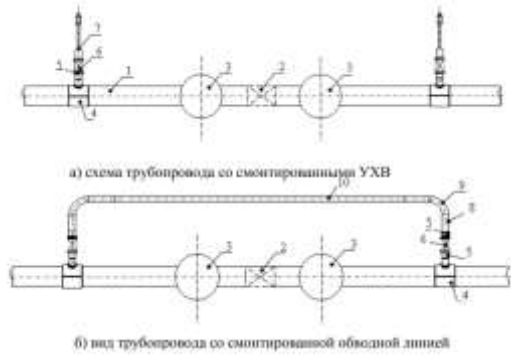


Рис. 1. Схема врезки



Рис. 2. УХВ-500 [1]

В данной работе поставлена задача произвести моделирование участка нефтепровода, подлежащего ремонту с применением технологии врезки под давлением и анализ его напряжённо-деформированного состояния.

Моделирование производилось на основе метода конечных элементов с применением программного комплекса Inventor. В качестве рассматриваемого трубопровода принят магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск» диаметром 1220 мм с начальной толщиной стенки 12 мм, материал трубопровода сталь 09Г2С, рабочее давление 4 МПа. Длина моделируемого участка составила 10 м.

Моделирование узла ремонтируемого участка нефтепровода проводилось следующим образом. Для начала создавалась модель участка трубопровода методом выдавливания эскиза поперечного сечения трубы. Затем создавалась отдельная модель муфтового тройника способом, аналогичным созданию трубопровода, но с дополнительным отверстием под приварной патрубок. Модель патрубка диаметром 325 мм с толщиной стенки 11 мм и длиной 300 мм [3] создавалась аналогично. Модель задвижки была выбрана из библиотеки моделей. В дальнейшем произведена поочередная сборка моделей путем соединения в следующей последовательности: соединение трубопровода и муфтового тройника, соединение патрубка и муфтового тройника, соединение патрубка и задвижки (рис. 4).

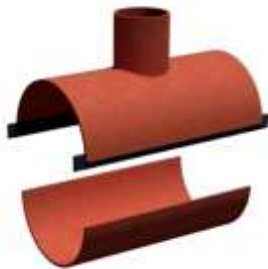


Рис. 3. Муфтовый тройник П8



Рис. 4. Модель трубопровода с муфтовыми тройниками, патрубками и задвижками

Для анализа напряженно-деформированного состояния (НДС) полученной в результате сборки модели участка трубопровода задавались распределенные нагрузки на внутренних поверхностях трубопровода и патрубков, моделирующие давление в трубопроводе. Расчеты производились для следующих значений давления: рабочее (4,0 МПа); давление максимально допустимое при ремонте методом врезки под давлением (2,5 МПа) согласно [2]; расчетное допустимое давление при ремонте (2,0 МПа) по методике согласно Приложению В [2].

Анализ показал, что наибольшие напряжения и смещения возникают в местах соединения патрубков с муфтовыми тройниками. Так при давлении 2,5 МПа наибольшее напряжение по Мизесу составляет 86,36 МПа, а смещение составляет 0,078 мм. Значения напряжений и смещений при других значениях давления представлены в таблице. Характер распределения напряжений и смещений на модели представлен на рис. 5, 7. Отмечается, что зависимости значений напряжений и смещений прямо пропорциональны внутреннему давлению в трубопроводе и патрубках (рис 6, 8).

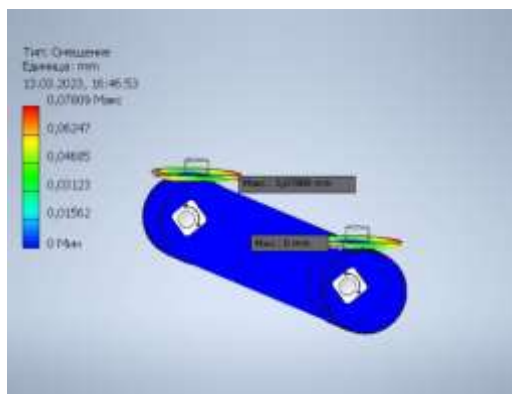


Рис. 5. Смещение при давлении 2,5 МПа

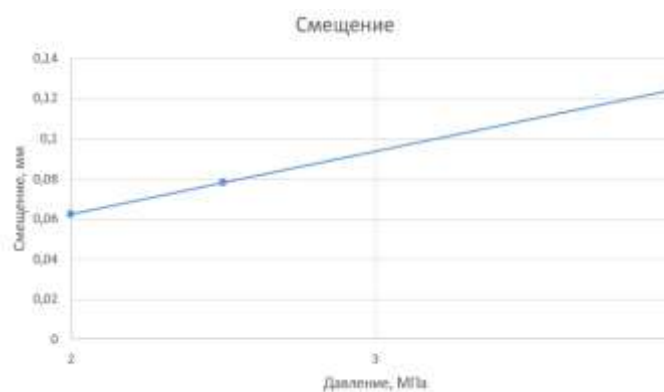


Рис. 6. График смещения патрубка

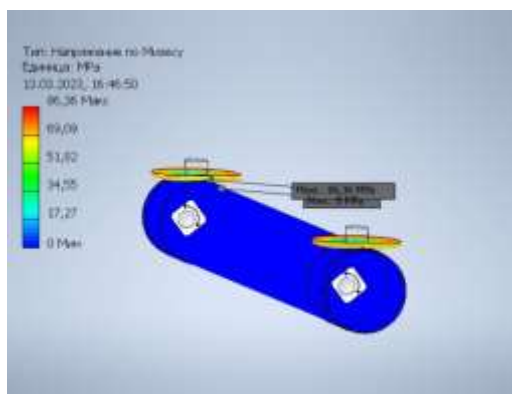


Рис. 7. Напряжение по Мизесу при давлении 2,5 МПа

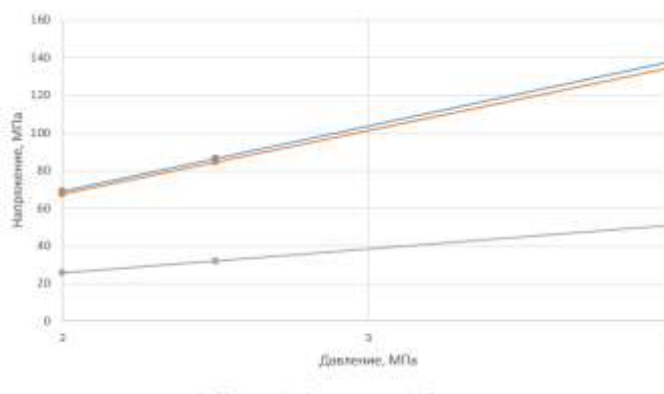


Рис. 8. График напряжений патрубка

Таблица

Значения напряжений и смещений в местах соединения патрубков с муфтовыми тройниками

Параметр	Давление 2,0 МПа	Давление 2,5 МПа	Давление 4,0 МПа
Напряжение по Мизесу, МПа	69,08	86,36	138,17
1-ое основное напряжение, МПа	67,55	84,43	135,10
3-е основное напряжение, МПа	25,50	31,87	50,99
Смещение, мм	0,062	0,078	0,125

Получены расчетные модели для оценки напряженно-деформированного состояния участка магистрального нефтепровода, подлежащего ремонту с применением технологии врезки под давлением. Установлено, что наибольшие напряжения возникают в местах соединения патрубков с муфтовыми тройниками. Результаты работы могут быть использованы для расчета и обоснования технологических параметров при выполнении ремонтных работ на магистральных нефтепроводах с применением технологии врезки под давлением.

Литература

1. Каталог оборудования ПАО «Транснефть».
2. РД-23.040.00-КТН-386-09 Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа.
3. ТУ-1469-002-01297858-05 Муфтовые и разрезные тройники для врезки и ремонта на действующих нефтепроводах.
4. Экспорт российской нефти по МНП ВСТО через порт Козьмино в июле 2022 г. может стать рекордным. Ссылка URL: <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/740068-eksport-rossiyskoy-nefti-po-mnp-vsto-cherez-port-kozmino-v-iyule-2022-g-mozhet-stat-rekordnym/> (дата обращения 13.03.2023).

**ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ И МАГНИТНОЙ ОБРАБОТКИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ
ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ**

Смирнова Е.Ю.¹, Волкова Г.И.^{1,2}

Научный руководитель доцент Г.И. Волкова^{1,2}

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

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Добычаемые нефти при длительной эксплуатации скважин содержат значительное количество воды, что приводит к образованию стойких водонефтяных эмульсий. Компоненты пластовой воды создают дополнительные проблемы при транспортировке, хранении и переработки нефти: они вызывают активное образование асфальтосмолопарафиновых отложений, способствуют повышению температуры застывания нефти, увеличению вязкости, коррозии транспортного и нефтеперерабатывающего оборудования [1].

Целью настоящей работы является исследование оптимальных параметров ультразвуковой и комбинированной (в сочетании с обработкой в электромагнитном поле) обработки водонефтяных эмульсий для подготовки нефти к трубопроводному транспорту.

В качестве объекта исследования выбрана 30 % мас. устойчивая эмульсия нефти со следующими характеристиками: плотность – 910 кг/м³, температура застывания – +6 °С, содержание смол – 16,9 % мас., содержание асфальтенов – 3,3 % мас.

Эмульсию готовили с использованием верхнеприводного перемешивающего устройства ЕС 8300D (скорость вращения мешалки 1500 об/мин) в течение 10 мин. В качестве дисперсной фазы использовали пластовую воду. Свежеприготовленную эмульсию обрабатывали ультразвуком (частота поля 22 кГц, интенсивность 2, 6 и 18 Вт/см²) при комнатной температуре в течение 2 и 5 мин при непрерывном режиме и импульсном режиме (5 раз по 5 с при интенсивности поля 18 Вт/см²). Комбинированная обработка эмульсий заключалась в последовательном проведении ультразвуковой и электромагнитной обработок. Для ее проведения образцы с лучшими результатами после ультразвуковой обработки дополнительно подвергали воздействию электромагнитным полем в течение 3 ч и 5 ч. Образец объемом 25 мл помещали в пробирку диаметром 20 мм и длиной 245 мм, которую устанавливали между двумя полюсами постоянного электромагнита. Устойчивость эмульсий оценивали методом «Bottle-test» при комнатной температуре. В данном исследовании визуально наблюдали за уровнем отслоившейся воды в течение 1 ч, 5 ч, 24 ч и через 7 суток.

Исследуемая эмульсия нефти Усинского месторождения изначально является достаточно устойчивой. Как для исходной эмульсии, так и для эмульсий, обработанных ультразвуковым и магнитным полями, не наблюдалось формирования четко выраженного водного слоя ни с дистиллированной, ни с пластовой водами. Исходная и обработанная ультразвуком эмульсии оставались устойчивыми в течение 7 суток. Нижний слой эмульсии после воздействия ультразвука представлял собой множественную эмульсию, состоящую из крупных капель воды и нефтяных гелеподобных включений.

Микроструктуру эмульсий исследовали с использованием микроскопа Axio Lab.A1 (Carl Zeiss) в проходящем свете при увеличении в 400 раз (рис. 1). На основании массива данных из 300 и более капель воды проводили дисперсионный анализ и строили дифференциальные кривые распределения частиц по размерам. В эмульсиях, обработанных в течение 2 мин при 2, 6 и 18 Вт/см² в непрерывном режиме степень дисперсности капель воды по сравнению с исходным образцом практически не меняется (рис. 1, 2). Обработка полем 18 Вт/см² в течение 5 мин приводит к агрегации первичных капель, максимум распределения сдвигается на 30 мкм (рис. 2 (в)). Импульсное воздействие при интенсивности 2, 6 и 18 Вт/см² практически не влияет на микроструктуру эмульсий.

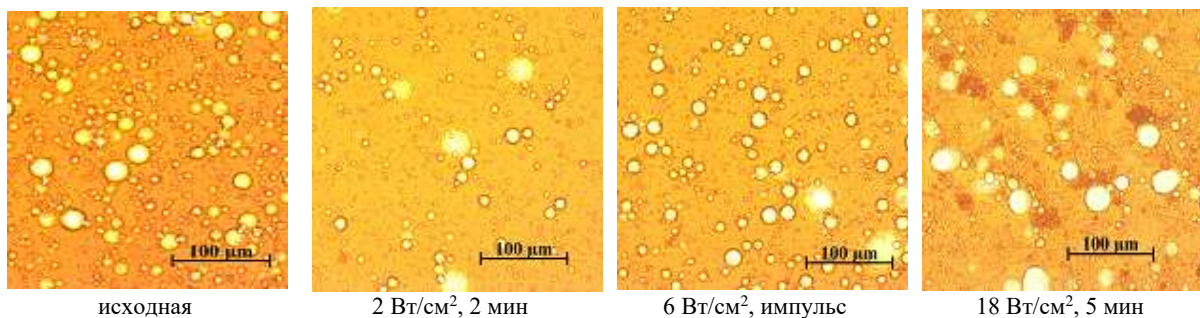


Рис. 1. Микрофотографии водонефтяных эмульсий после ультразвуковой обработки при различных условиях

Исследования показали, что исходные эмульсии с пластовой водой, обработанные ультразвуком, остаются устойчивыми длительное время (более 7 суток). Из рис. 3а и 3б видно, что эмульсии, обработанные полями низкой интенсивности (2 и 6 Вт/см²), характеризуются более высокими значениями вязкости. Снижение реологических параметров эмульсий наблюдается только после ультразвуковой обработки в непрерывном режиме при интенсивности поля 18 Вт/см² в течение 5 мин (рис. 3в). Обработка в импульсном режиме при интенсивностях 6 и 18 Вт/см² лишь незначительно снизила реологические параметры.

Эмульсия, реологические параметры которой улучшились после ультразвуковой обработки (поле интенсивностью 18 Вт/см² в течение 5 мин), была дополнительно обработана постоянным электромагнитным

полюс. Комбинированная обработка не повлияла на устойчивость эмульсий. Кроме этого, обработка в электромагнитном поле, проведенная после УЗО, приводит к значительному увеличению напряжения сдвига и вязкости по сравнению как с исходной эмульсией, так и особенно с эмульсией, подвергнутой только ультразвуковой обработке полем интенсивностью 18 Вт/см^2 (рис 4).

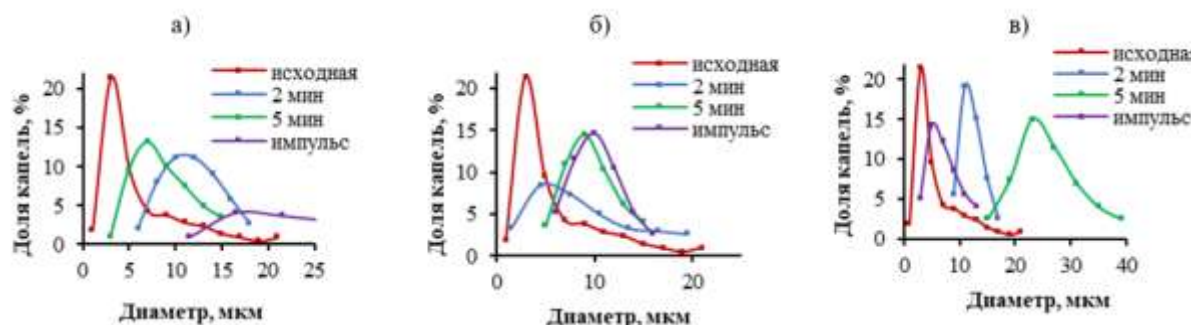


Рис. 2. Статистическое распределение капель воды по размерам в 30 % мас. водонефтяной эмульсии, обработанной ультразвуком интенсивностью:
а) 2 Вт/см^2 , б) 6 Вт/см^2 , в) 18 Вт/см^2

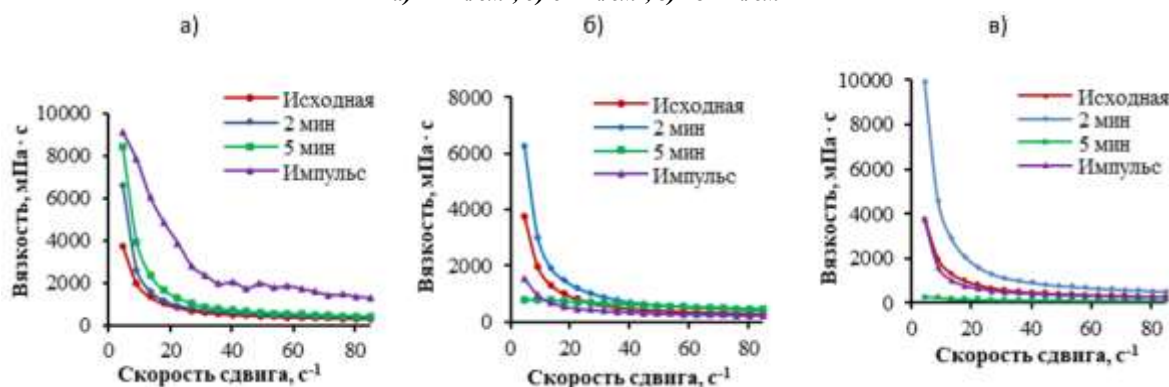


Рис. 3. Влияние ультразвуковой обработки на вязкость 30 % мас. водонефтяной эмульсии интенсивностью: а) 2 Вт/см^2 , б) 6 Вт/см^2 , в) 18 Вт/см^2

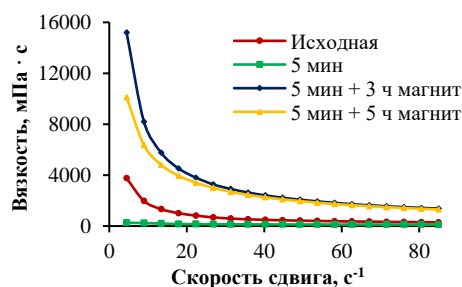


Рис. 4. Влияние комбинированной обработки на вязкость 30 % мас. водонефтяной эмульсии (интенсивность поля 18 Вт/см^2)

Таким образом, значительное улучшение реологических параметров эмульсий наблюдалось только после ультразвуковой обработки полем интенсивностью 18 Вт/см^2 в течение 5 мин. Несмотря на это, расслоения эмульсий после обработки не наблюдали. Обработка полями меньшей интенсивности (2 и 6 Вт/см^2) а также комбинированная обработка эмульсий приводили к ухудшению их реологических параметров.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.

Литература

1. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство: практическое руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕЖИМА ТЕЧЕНИЯ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА В ТРУБОПРОВОДЕ И СКВАЖИНЕ

Стрюк С.О., Овчаренко А.М.

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При построении цифровых двойников месторождений, проектировании наземной инфраструктуры, а также при эксплуатации объектов месторождений отсутствует достоверное представление о структуре многофазных потоков как в скважинах, так и в трубопроводах, рисунок 1 [1]. Возможность автоматизированного определения структуры потока, определения точек изменения структуры потока и визуализации позволит повысить показатели эффективности эксплуатации и надежности трубопроводов и оборудования нефтяных месторождений.

В настоящий момент на рынке отсутствует отечественное программное обеспечение, позволяющее получить наглядное представление о режиме течения в трубопроводе. Разрабатываемый алгоритм позволит оперативно получать представление о режимах течения многофазного потока при проведении гидравлических расчетов.

Авторами проекта уже разработана и тестируется MVP продукта «FlowAnalyzer», реализованная в среде Python с применением инструментов Unifloc [3]. Алгоритм выводит на экран тип потока и его визуализацию, например, некоторые из полученных визуализаций потока представлены на рисунке 2. Расчет производится на основе заданных в интерфейсе (рисунок 3) входных данных о трубопроводе – рабочее давление, внутренний диаметр трубопровода, угол наклона трубопровода к горизонту, абсолютная шероховатость стенок трубы; и о транспортируемой среде – дебит фаз жидкости и газа, плотность и вязкость жидкости и газа, поверхностное натяжение.

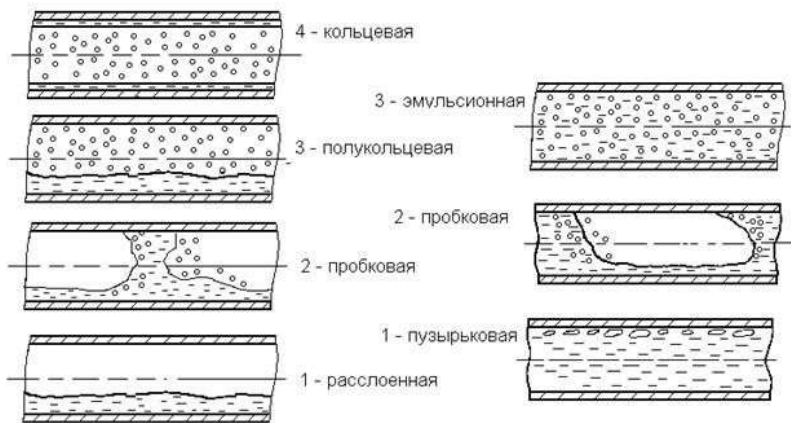


Рис. 1. Типовые структуры потока при высоком газосодержании (слева) и низком газосодержании (справа)

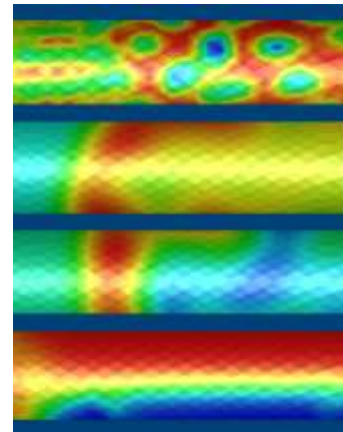


Рис. 2. Визуализации потоков, построенных программой

Следующим важным шагом в процессе доработки алгоритма является добавление динамической карты потоков, рисунок 4 [2].



Рис. 3. Пользовательский интерфейс тестовой версии программы

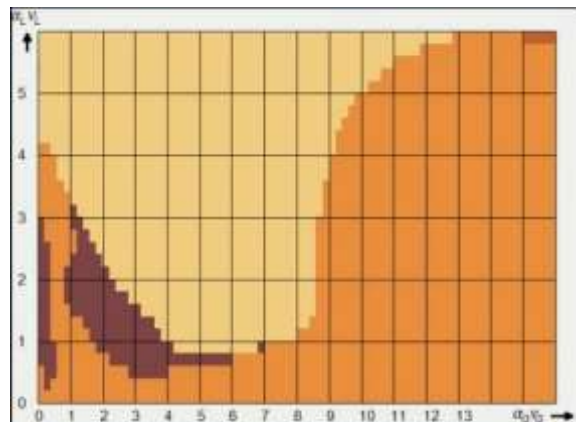


Рис. 4. Динамическая карта потоков

Такая карта позволит наглядно показать, в какой зоне находится поток с заданными параметрами. А ее динамическое изменение позволит пользователю продукта понять тенденцию к переходу из одной структуры потока к другой.

Разработанный авторами алгоритм планируется использовать как отдельную информационную систему, либо интегрировать с существующими ПО для гидравлического расчета трубопроводов (Petroleum Experts GAP, OIS Pipe).

Практическое назначение разработанной системы заключается в определении специалистом текущего режима течения многофазного потока в нефтесборных трубопроводах, скважинах. На основе этих данных специалист может спрогнозировать изменение режима течения при изменении входных параметров с целью оптимизации режима работы трубопроводов и нефтепромыслового оборудования (УЭЦН, АГЗУ, сепараторов и др.). А оптимизация работы трубопроводов и оборудования, в свою очередь, производится с целью сокращения операционных затрат, повышения эффективности работы оборудования и повышения межремонтного периода.

Литература

1. James P. B., Mukherjee H. Multiphase flow in wells // Doherty Memorial Fund of AIME SPE-1990. – 1999.
2. Соломичев, Р. И. и др. Перспективы развития ультразвуковых расходомеров при измерении параметров многофазного потока в нефтегазовой промышленности // Сфера нефть и газ. — 2020. — № 2. — С. 24-28
3. Хабибуллин Р. Unifloc 7.3 VBA Руководство пользователя // UserManual: — URL: <https://usermanual.wiki/Document/U7manual.427271840.pdf> (дата обращения: 13.03.2023).

СПОСОБЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Сыпачев П.А.

Научный руководитель доцент М.С. Турбаков

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Природный газ является одним из ведущих энергоносителей в стране чему способствуют огромные внутренние запасы. Природный газ широко используется в различных отраслях промышленности и экономики. Транспортировка природного газа является важным этапом его добычи и распределения.

Перед транспортировкой газа, отобранного из скважин, требуется определенная подготовка. Процесс подготовки требует многоступенчатой процедуры для удаления примесей, которые могут повредить оборудование. Первый этап происходит на месте проведения ГРП, второй - в специальном сепараторе. Третий этап проходит в компрессорной установке. Для удаления излишков воды из смеси также могут использоваться абсорбенты. В противном случае природный газ может кристаллизироваться и засорить трубы. Дросселирование и охлаждение также являются методами, используемыми для осушения природного газа. Наконец, в топливо добавляются присадки, придающие природному газу характерный вкус.

После подготовки топливо транспортируют одним из пяти существующих способов. Рассмотрим каждый из способов транспортировки более подробно.

Трубопроводный транспорт. Трубопроводный транспорт является наиболее распространенным способом транспорта природного газа. Используются специальные трубы, которые могут быть как подземными, так и надземными. Перекачка газа осуществляется с помощью компрессорных станций, которые располагаются на определенных участках трубопровода. Компрессоры создают давление в трубах, необходимое для перемещения газа на большие расстояния. Трубопроводы могут иметь различные диаметры и длины, в зависимости от объема газа, который необходимо перевезти. К бесспорным плюсам транспортировки природного газа при помощи трубопроводов относят: маленькие денежные издержки на перекачку, высшую скорость доставки больших размеров горючего к клиенту, бесперебойность работы, минимизация утрат при транзите, простота применения и сервиса трасс и недоступность утечек в находящуюся вокруг среду.

Железнодорожный автотранспорт. Этот метод доставки применяется в тех случаях, когда получатель располагается на значимом удалении от газонаполнительных станций или же в стороне от автодорог. Газ имеет возможность быть перевезен в особых цистернах или же контейнерах, которые загружаются на железнодорожные платформы. Вероятна организация перевозки сжиженного газа и в баллонах. В данном случае перевозка выполняется в скрытых вагонах. Данный метод транспортировки нередко применяется для доставки природного газа до пространств, где его возможно применить в качестве горючего. К бесспорным плюсам транспортировки природного газа при помощи трубопроводов относят: маленькие денежные издержки на перекачку, высшую скорость доставки больших размеров горючего к клиенту, бесперебойность работы, минимизация утрат при транзите, простота применения и сервиса трасс и недоступность утечек в находящуюся вокруг среду.

Автомобильный транспорт. Используется для транспортировки газа на короткие расстояния или, когда не доступны железнодорожные или трубопроводные маршруты. Перевозка природного газа автоцистернами является довольно распространенным методом. Газ может перевозиться в специальных цистернах или контейнерах и загружаться на автомобильные платформы. Перед транспортировкой газ сжимается по специальной технологии. Температура топлива понижается до минус 160 градусов Цельсия, в результате чего его объем уменьшается примерно в 600 раз. Затем топливо под давлением загружается в автоцистерны. Транспортировка осуществляется в соответствии со строгими правилами.

Морская транспортировка природного газа – это процесс перевозки сжиженного природного газа (СПГ) на специальных судах с целью доставки его до конечного потребителя. Этот метод транспортировки является одним из наиболее эффективных и экономически выгодных способов доставки газа на дальние расстояния. СПГ получают путем охлаждения природного газа до температуры ниже -162°C , при этом он становится жидким и занимает меньший объем, что позволяет его легко транспортировать на газозавах. Суда для перевозки СПГ имеют специальные емкости, которые обеспечивают безопасность перевозки и хранения газа. Емкости изготавливаются из высокопрочных материалов, таких как алюминий или сталь, и имеют несколько слоев изоляции для предотвращения утечек газа. Морская транспортировка природного газа имеет ряд преимуществ. Во-первых, это более экономически выгодный способ доставки, поскольку суда могут перевозить большие объемы газа на дальние расстояния. Во-вторых, морская транспортировка позволяет доставлять газ в любую точку мира, где есть порты и доступ к морским путям.

Воздушная транспортировка природного газа – это процесс перевозки газа на специальных газовых баллонах или воздушных судах. Этот метод транспортировки используется в тех случаях, когда газ не может быть доставлен другими способами, например, в отдаленные или труднодоступные районы. Перед транспортировкой природный газ сжимается до высокого давления и помещается в специальные баллоны или цистерны, которые могут быть перевезены на вертолетах или самолетах. Воздушные суда для перевозки газа имеют специальные емкости, которые обеспечивают безопасность перевозки и хранения газа. Воздушная транспортировка природного газа имеет ряд преимуществ. Во-первых, это быстрый способ доставки, который позволяет быстро доставить газ в любую точку мира. Во-вторых, этот метод транспортировки может быть использован в труднодоступных районах, где нет дорог или трубопроводов. Этот метод транспортировки может быть эффективным только в определенных условиях.

Природный газ является одним из самых безопасных видов топлива. Хотя обращаться с ним нужно с осторожностью. Способ транспортировки зависит от условий внешней среды, а также его целесообразности.

Литература

1. Транспортировка газа: правила, способы, особенности, безопасность [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://fabricators.ru/>.
2. Транспортировка газа по трубопроводам и автоперевозкой [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://promzn.ru/>.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ РВС С ДЕФЕКТОМ ТИПА «НЕПРОВАР» УТОРНОГО СОЕДИНЕНИЯ

Темный Н.Д.

Научный руководитель доцент А.В. Никульчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. РВС (резервуары вертикального типа) являются важной составляющей нефтедобывающей промышленности. Они используются для хранения и транспортировки нефти и газа. Однако, как и любое другое техническое сооружение, резервуары вертикального хранения подвержены деформации и износу, что может привести к возникновению дефектов и повреждений.

Один из наиболее распространенных дефектов, которые могут возникнуть на резервуаре вертикального хранения, это дефект типа «непровар» уторного соединения. Этот дефект возникает в результате неправильной сварки и может привести к серьезным последствиям, таким как утечка нефти и газа, что может привести к катастрофическим последствиям.

Конечной целью настоящего исследования является повышение безопасности резервуаров и предотвращение возникновения катастрофических последствий. В связи с этим, необходимо изучить напряженно-деформированное состояние резервуара вертикального хранения с дефектом типа «непровар» уторного соединения и определить возможность использования таких резервуаров. Результаты исследования будут иметь практическое значение для нефтедобывающей промышленности и могут быть использованы при разработке новых методов проверки и обслуживания резервуара вертикального хранения. Кроме того, данное исследование может быть полезно для других отраслей промышленности, где используются сходные технические сооружения и оборудование. В связи с тем, что дефекты типа «непровар» уторного соединения являются распространенными и могут возникать на любых резервуарах вертикального хранения, важно изучить эту проблему и найти эффективные способы ее решения.

Ключевые слова: напряженно-деформированное состояние, РВС, дефект, непровар, уторное соединение, метод конечных элементов, прочностные испытания, контроль дефектов, безопасность эксплуатации, техническое обслуживание.

Цель исследования. Целью настоящего исследования является изучение напряженно-деформированного состояния резервуара с дефектом типа «непровар» уторного соединения. Для достижения этой цели были выполнены следующие задачи:

- Определить геометрические параметры резервуара с дефектом типа «непровар» уторного соединения;
- Провести анализ напряженно-деформированного состояния резервуара вертикального хранения с дефектом типа «непровар» уторного соединения;
- Определить возможность использования резервуара с дефектом типа «непровар» уторного соединения.

Методология. Для достижения цели исследования был использован метод численного моделирования напряженно-деформированного состояния резервуара с дефектом типа «непровар» уторного соединения. Для этого был разработан 3D-модель резервуара с дефектом типа «непровар» уторного соединения в программном комплексе ANSYS.

Кроме того, в рамках методологии были определены граничные условия и параметры материала, необходимые для построения 3D-модели резервуара вертикального хранения с дефектом типа «непровар» уторного соединения. Для анализа напряженно-деформированного состояния были использованы методы конечных элементов, что позволило получить точные результаты с учетом различных факторов, включая геометрические особенности и характеристики материала.

Кроме того, в процессе методологии была проведена валидация 3D-модели резервуара вертикального хранения с дефектом типа «непровар» уторного соединения путем сравнения результатов численного моделирования с экспериментальными данными. Это позволило убедиться в точности и корректности используемой методики и подтвердить ее применимость для анализа напряженно-деформированного состояния РВС с дефектом типа «непровар» уторного соединения.

Таким образом, использование метода численного моделирования в рамках данной методологии позволило получить более глубокое понимание поведения резервуара с дефектом типа «непровар» уторного соединения в условиях нагружения. Это может быть полезным для разработки более эффективных методов контроля качества сварных соединений и повышения безопасности эксплуатации различных конструкций.

Результаты исследования. Исследование напряженно-деформированного состояния резервуара вертикального хранения с дефектом типа «непровар» уторного соединения проводилось в условиях, имитирующих реальные эксплуатационные условия данного элемента техники. В результате экспериментов были получены данные о распределении напряжений в области дефекта и его окрестностях, а также о снижении максимального напряжения, которое может выдержать резервуар вертикального хранения при наличии дефекта.

Одним из дополнительных результатов исследования является выявление зависимости между размерами дефекта и величиной снижения максимального напряжения, которое может выдержать резервуар вертикальный стальной. Было установлено, что с увеличением размера дефекта происходит более существенное снижение прочности резервуара. Эта зависимость может быть использована при разработке методов контроля дефектов в резервуаре, так как позволяет определить критические размеры дефектов, при которых прочность его снижается настолько, что его эксплуатация становится недопустимой.

Также было обнаружено, что дефект типа «непровар» уторного соединения может привести к появлению дополнительных деформаций и напряжений в других областях резервуара, что может привести к дополнительным дефектам и повреждениям. Этот результат подчеркивает важность контроля его состояния и своевременного выявления дефектов, чтобы избежать негативных последствий для безопасности и надежности техники.

Исследование также позволило выявить различия в напряженно-деформированном состоянии с дефектом типа «непровар» уторного соединения в зависимости от условий его эксплуатации. Было установлено, что эксплуатационные нагрузки и температурные режимы могут влиять на распределение напряжений в области дефекта и его окрестностях, что необходимо учитывать при контроле и ремонте.

На основе результатов исследования было выяснено, что использование резервуара с дефектом типа «непровар» уторного соединения не рекомендуется, так как дефект может привести к необратимым последствиям.

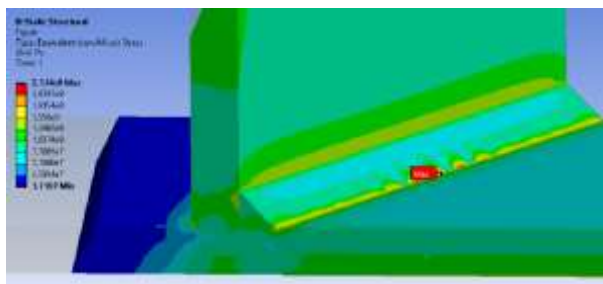


Рис. 1. Максимальные эквивалентные напряжения в уторном узле без сварных дефектов

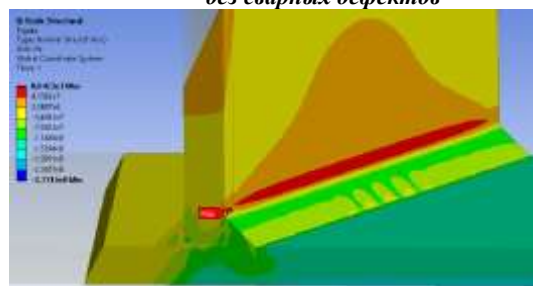


Рис. 2. Максимальные эквивалентные напряжения в уторном узле с наличием дефекта подрез стенки внутри и глубиной 1 мм

Заключение. Проведенное исследование позволило получить новые данные о напряженно-деформированном состоянии с дефектом типа «непровар» уторного соединения. Были использованы метод конечных элементов и прочностные испытания, что позволило более точно определить параметры деформации и прочности материала.

Одним из наиболее важных результатов исследования стало то, что размер дефекта существенно влияет на прочность, что было продемонстрировано на основе проведенных экспериментов. Также было установлено, что условия эксплуатации и распределение напряжений в области дефекта и его окрестностях могут оказывать значительное влияние на прочность.

Таким образом, на основе проведенного исследования можно сделать вывод о том, что контроль дефектов в резервуаре вертикального хранения является важной задачей для обеспечения безопасности и надежности эксплуатации техники. При этом, использование новых методов и технологий позволит повысить эффективность контроля дефектов и снизить риски возникновения аварийных ситуаций.

Литература

1. Лукин В.И., Стариков С.В. Моделирование напряженно-деформированного состояния РВС с дефектами // *Металлург.* – 2018. – № 3. – С. 40–45.
2. Степанов А.В., Петров В.В. Исследование напряженно-деформированного состояния РВС с дефектом типа «непровар» уторного соединения // *Материалы XXI Международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы механики и математического моделирования».* – 2019. – С. 174–178.
3. Тимофеев Н.И., Гаврилов В.П. Моделирование процессов деформирования и разрушения материалов в условиях техногенных воздействий // *Вестник Московского государственного технического университета имени Н.Э. Баумана. Серия «Машиностроение».* – 2016. – № 2. – С. 12–18.
4. Чернышев Д.В., Зарецкий Ю.Н. Численное моделирование деформаций и напряжений в конструкциях // *Известия Томского политехнического университета.* – 2018. – Т. 331, № 3. – С. 19–25.

РАЗРАБОТКА И ОЦЕНКА МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Тоначев К.С.

Научный руководитель профессор А.В. Шадрина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для экономического развития большое значение имеет система транспорта нефти и нефтепродуктов. Как известно, магистральные нефтепроводы обеспечивают как отечественных заказчиков, так и иностранных потребителей. В качестве примера можно привести нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан», предусмотренный, в том числе, и для транспорта нефти в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. А безаварийная транспортировка нефти при договоренной производительности является главной целью. Поэтому, исходя из совокупности данных факторов, представленная проблема является актуальной.

В ходе проведенного анализа литературных источников было установлено, что для выполнения поставленной задачи имеются определенные технико-технологические решения, в том числе прокладка лупинга; вставка трубы большего диаметра; увеличение числа нефтеперекачивающих станций; ввод противотурбулентной присадки.

Для определения целесообразности каждого из вышеупомянутых методов увеличения производительности в качестве объекта был принят условный модельный участок магистрального нефтепровода, протяженность его 173 км. Он приближен к климатическим условиям и к параметрам трубопровода, характерным для Томской области. Необходимо определить потенциал транспорта продукта по нефтепроводу в условиях увеличения количества экспорта, так как альтернативы реализации нефти не предусмотрено.

Изначально были определены потери напора в трубопроводе при заданных условиях до внедрения мероприятий по увеличению производительности. Проведенные расчеты показали, что при существующей технологии транспортировки потери равны 463 метра.

Далее в работе проведена оценка эффективности внедрения конкретных решений на повышение производительности.

Строительство лупинга. В период и условиях эксплуатации транспортной системы может появиться идея потребности прокладки лупинга. Он является не таким затратным способом как организация и создание нового трубопровода.

Необходимая длина лупинга для увеличения производительности по формуле 1 составила:

$$x_{л} = L \cdot \frac{1 - \chi^{m-2}}{1 - \omega} = 173 \cdot 10^3 \cdot \frac{1 - 1,5^{0,125-2}}{1 - 0,273} = 126707 \text{ м} = 127 \text{ км}, \quad (1)$$

где χ – коэффициент, показывающий увеличение производительности;
 ω, m – коэффициенты, зависящие от режима движения нефти и зоны трения;
 L – протяженность магистрального нефтепровода, м.

Укладка вставки трубы. Вставка трубы большего диаметра повышает пропускную способность магистрального трубопровода. Однако стоит отметить серьезный недостаток: потребуется, как минимум, остановить перекачку и запустить скребок для очистки нефтепровода.

Отметим протяженность вставки трубы – x , протяженность участка АВ, гидравлические потери и скорость течения продукта на участке АВ – L_1, h_1, w_1 , соответственно. А на участке ВС, соответственно, L_2, h_2, w_2 . Можем записать уравнение баланса (формула 2), воспользовавшись схемой на рисунке ниже.

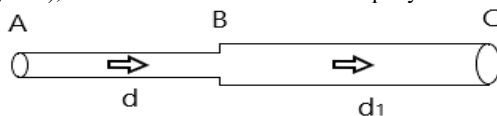


Рис. Участок трубопровода со вставкой

$$\frac{\lambda \cdot L \cdot w^2}{d \cdot 2g} = \lambda_1 \cdot \frac{(L-x) \cdot w_1^2}{d \cdot 2g} + \lambda_2 \cdot \frac{x \cdot w_2^2}{d_1 \cdot 2g}, \quad (2)$$

где d и d_1 – внутренний диаметр магистрального нефтепровода и вставки, соответственно, м;
 λ – коэффициент гидравлического сопротивления в исходном трубопроводе;
 λ_1 и λ_2 – коэффициент гидравлического сопротивления для первого и второго участков после применения методики увеличения пропускной способности.

В результате получена длина вставки, равная 147,6 км.

Помимо недостатка, отмеченного ранее, для вставки трубы характерны потери нефтепродуктов.

Увеличение количества перекачивающих станций. В случае ввода в эксплуатацию трубопровода этапами увеличение пропускной способности добиваются строительством промежуточных нефтеперекачивающих станций.

Главной индивидуальностью для удвоения числа станций является величина повышения эффективности.

Формула для ее представления: $\chi_{Д} = 2^{\frac{1}{2-m}}$.

При увеличении количества перекачивающих станций производительность магистрального трубопровода возрастет до $\gamma_1 = 1,447 \cdot 16600 \text{ т/сут} = 24020 \text{ т/сут}$, что не удовлетворяет заданным условиям.

Сделаем небольшой вывод: установлено, что двукратное увеличение нефтеперекачивающих станций эффективно только тогда, когда заданное условие по повышению производительности $\chi_{Д}$ близко к числу $2^{\frac{1}{2-m}}$.

Ввод противотурбулентных присадок. Кроме уже рассмотренных методов увеличения пропускной способности, возможны и другие. Применение этих способов не требует конструктивных изменений магистрального трубопровода. Эти методы включают, в частности, использование противотурбулентных присадок, уменьшающих гидравлическое сопротивление.

Противотурбулентная присадка – это раствор или суспензия высокомолекулярного углеводородного полимера в растворителе [1].

Помимо способов, затрагивающих металловложения, присадки могут выступать для увеличения гидравлической эффективности магистрального нефтепровода как альтернатива строительству дополнительных нефтеперекачивающих станций, укладки лупингов или врезки вставок трубы.

Соблюдение равенства необходимо при постоянстве ресурса давлений [1]:

$$\lambda(Re, \theta) \cdot Q^2 = \lambda_1(Re_1, \theta) \cdot Q_1^2, \quad (1)$$

где λ и λ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления до и после введения присадки, соответственно;
 Re и $[Re]_1$ – число Рейнольдса при заданной и требуемой производительности, соответственно;
 Q и Q_1 – исходная и требуемая производительность нефтепровода, соответственно, м³/с;
 θ – массовая доля присадки, ppm.

Необходимая эффективность противотурбулентной присадки:

$$\psi = \frac{\lambda - \lambda_1}{\lambda} \cdot 100 \% = \frac{0,019 - 0,0114}{0,019} \cdot 100 \% = 40 \% \quad (2)$$

Чтобы обеспечить необходимую посчитанную эффективность, нам потребуется следующая массовая доля присадки (табл. 1).

Таблица 1

Значения функции $\psi(\theta)$ для ПТП Liquid Power TMW [2]

θ, ppm	0	31	39	43	46	47	48	49	50	50,5	50,99
$\psi(\theta), \%$	0	10,0	20,0	30,0	40,0	50,0	60,0	70,0	80,0	90,0	100,0

Выполненные труды говорят о том, что массовая доля присадки для повышения производительности до 24900 т/сут составит $\theta = 46 \text{ ppm}$. В таком случае затраты на одну тонну нефти требуют 46 г этого вещества.

Результаты и их обсуждение. После окончания вычислений для конкретного представленного случая результаты по технической составляющей по увеличению пропускной способности транспорта нефти сведены в таблице 2.

Таблица 2

Свод всех посчитанных параметров

№ п/п	Название	Символ параметра	Единица величины	Значение
1	Длина лупинга при $D_L = 720$ мм	x_L	км	127
2	Длина вставки при $D_B = 820$ мм	x	км	147,6
3	Концентрация ПТП	θ	ppm	46

Из рассмотренных способов увеличения гидравлической эффективности наиболее естественным в использовании будет значиться способ, который связан с противотурбулентными присадками. Невзирая на их огромную величину цены, присадки позволяют не только уменьшить потребление энергии на трубопроводах, но и снизить капитальные затраты на стадиях проектирования, а также создания новых объектов трубопроводного транспорта. Самый затратный способ – увеличение количества станций.

Кроме этого, внедрение противотурбулентной присадки при ее подтвержденной эффективности требует меньше времени.

Выводы

В рамках исследования выполнен выбор наиболее эффективной из существующих в настоящее время технологий увеличения пропускной способности перекачки нефти для заданных условий. Зафиксировано, что следующие критерии, такие как эффективность использования, затраты и время реализации, предполагают преимущество технологии с применением противотурбулентных присадок. Повышение гидравлической эффективности с использованием присадок характеризуется практически отсутствием капитальных затрат и дополнительных эксплуатационных расходов. Применение других способов предполагает значительные капитальные затраты.

Литература

1. Голунов Н. Н. Влияние малых противотурбулентных присадок на гидравлическую эффективность и смесеобразование при последовательной перекачке нефтепродуктов // Территория Нефтегаз. – 2018. – №. 6. – С. 92-97.
2. Лисин Ю. В., Семин С. Л., Зверев Ф. С. Оценка эффективности противотурбулентных присадок по результатам опытно-промышленных испытаний на магистральных нефтепроводах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №. 3. – С. 6-11.

ВЛИЯНИЕ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ПЕРЕМЕННОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И УСТОЙЧИВОСТЬ СМОЛИСТЫХ НЕФТЕЙ И ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Хабибулина М.М.^{1,2}, Лоскутова Ю.В.^{1,2}

Научный руководитель с.н.с. Ю.В. Лоскутова

¹Национальный исследовательский Томский государственный университет», г. Томск, Россия

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Одним из основных этапов при промышленной подготовке нефти является процесс обезвоживания, который осуществляется в результате разрушения водонефтяной эмульсии, в основном с применением термохимических методов [1, 2]. Однако в последние годы наблюдается тенденция к использованию малоэнергетических воздействий, с помощью которых можно перестраивать структуру нефтесодержащих систем, тем самым ускоряя процесс разделения эмульсии. Использование постоянных или переменных электромагнитных полей, а также воздействие низко- и высокочастотными акустическими полями при обработке нефти и нефтесодержащих систем вызывают повышенный интерес у исследователей из-за высокой эффективности, меньшего потребления электроэнергии и лучшей стабильности рабочих характеристик [3].

В качестве объектов исследования были выбраны нефти и водонефтяные эмульсии Русского (ЯНАО) и Столбового (Томская обл.) месторождений. Нефти характеризуются как низкозастывающие и малопарафинистые (0,4 % мас. парафинов). Но если русская нефть является тяжелой высоковязкой с суммарным содержанием смол и асфальтенов 13,8 % мас., то нефть Столбового месторождения отличается более высоким содержанием асфальтенов (2,6 % мас.). Пластовая вода (ПВ) Столбового месторождения характеризуется как среднеминерализованная (минерализация 62,8 г/л), рН = 7,8, что соответствует щелочной среде, а ПВ Русского месторождения отличается невысокой минерализацией – 12 г/дм³ и нейтральным рН.

Влияние электрообработки (ЭО) на устойчивость водонефтяных эмульсий изучалось на установке по электродегидратации высокочастотным переменным электрическим полем, которая была собрана в ИХН СО РАН. ЭО проводили при комнатной температуре, варьируя различные параметры: содержание водной фазы в эмульсии 10 и 30 % мас., время обработки 5, 10 и 15 минут, напряжение 11–17 кВ, частота 250–500 Гц.

Реологические свойства нефтей и 5, 10 и 30 % мас. эмульсий исследовали с помощью реовискозиметра Brookfield LVDV-III Ultra с компьютерной программой обработки данных RheoCalc. Показано, что с увеличением обводненности с 5 до 30 % мас. ПВ динамическая вязкость эмульсий Столбового (рис. 1 а) и Русского месторождений (рис. 1 б) возрастает. Для большинства эмульсий не зависимо от содержания ПВ при увеличении скорости сдвига выше 10 с⁻¹ вязкость уже практически не изменяется.



Рис. 1. Зависимости динамической вязкости η нефти и эмульсии с содержанием ПВ 5, 10, 30 % мас. Столбового (а) и Русского месторождений (б) от скорости сдвига при 20 °С

Для исследуемых эмульсий были рассчитаны реологические коэффициенты – предельное напряжение сдвига τ_0 и эффективная вязкость μ при 20 °С (табл. 1).

Реологические коэффициенты для 5, 10 и 30 % мас. эмульсий Столбового и Русского месторождений при 20 °С

Таблица 1

Образец	Столбовое		Русское	
	μ , мПа·с	τ_0 , Па	μ , мПа·с	τ_0 , Па
Исходная нефть	5,6	0,5	23,7	0,4
Эмульсия с 5 % мас. ПВ	7,3	0,7	35,4	0,5
Эмульсия с 10 % мас. ПВ	10,7	0,6	39,3	0,7
Эмульсия с 30 % мас. ПВ	22,1	0,9	117,8	7,5

Установлено, что увеличение обводненности до 10 % мас. ПВ незначительно влияет на реологические параметры исследуемых эмульсий, однако для 30 % мас. эмульсий наблюдается значительный рост как предельного напряжения сдвига τ_0 , так и эффективной вязкости μ . Влияние ЭО на устойчивость 10 и 30 % мас. водонефтяных эмульсий при различных параметрах обработки изучали в течение 24 ч (табл. 2).

Влияние параметров ЭО и времени обработки на устойчивость водонефтяных эмульсий нефти Столбового месторождения

Таблица 2

Содержание воды в эмульсии, % мас.	F, Гц	H, кВ	Время ЭО, мин	Количество отделившейся воды, г/100г					
				Столбовое м/р			Русское м/р		
				0 ч	1 ч	24 ч	0 ч	1 ч	24 ч
30	250	17	5	0	0	0	0	0	15
			10	0	0	0	0	0	13
			15	3	10	29	0	0	11
	500	15	5	0	0	0	0	0	5
			10	0	0	0	0	10	14
			15	3	5	30	2	10	15
10	250	17	5	0	0	0	0	0	0
			10	0	0	0	0	0	0
			15	4	6	10	0	0	5
	500	11	5	0	0	0	0	0	0
			10	0	0	0	0	0	0
			15	0	0	0	0	0	0

Под влиянием электрического переменного поля высокого напряжения глобулы воды образуют диполи с разноименными зарядами на границах водных глобул. Результирующее дипольное взаимодействие между каплями вызывает их притяжение, пробой бронирующих оболочек и дальнейшую коалесценцию. Именно поэтому происходит разделение эмульсии на нефтяной и водный слой.

Установлено, что 15-минутная ЭО с частотой 250 Гц и напряжением 15 и 17 кВ оказывает существенное влияние на устойчивость 10 и 30 % мас. эмульсий Столбовой и Русской нефтей. Однако лучший результат достигается при соотношении частоты 500 Гц и величины напряжения 15 кВ. Так после обработки эмульсий наблюдается их полное разрушение с выделением водной фазы. При уменьшении величины напряжения до 11 кВ расслоение не наблюдается. Остаточная обводненность нефтяной фазы после ЭО для лучших результатов у столбовой нефти не превышает 0,05 % мас. Обводненность русской нефти после ЭО не превышает 0,05 % мас., но при этом большое количество воды остается в устойчивом межфазном слое, для разделения которого необходимо использовать дополнительные методы (нагревание, добавка деэмульгатора или повторная ЭО) [3].

Для подтверждения полученных результатов обработки проводили исследования микроструктуры в тонком слое 30 % мас. эмульсий до и после ЭО на микроскопе Axio Lab.A1 (Carl Zeiss) в проходящем свете при увеличении в 400 раз. На рис. 2 представлены микрофотографии исходных эмульсий (рис. 2 а, б – До ЭО) и нефтяного слоя после обработки (рис. 2 а, б – После ЭО). Показано, что в нефтяном слое после ЭО частицы водной фазы практически отсутствуют.

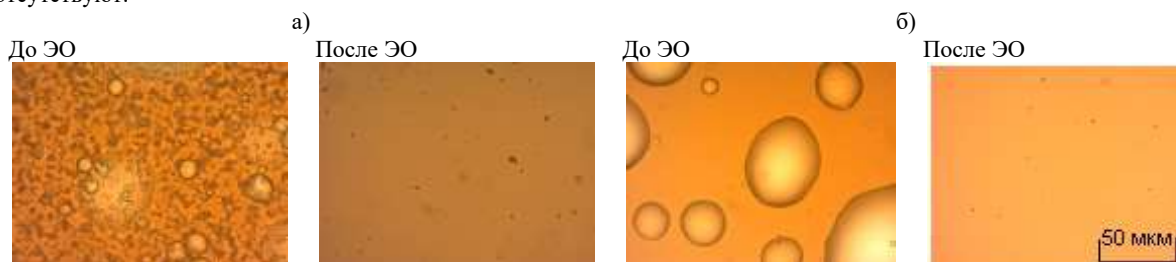


Рис. 2. Микрофотографии 30 % эмульсий Столбового (а) и Русского (б) м/р до и после ЭО

Таким образом, в работе показано, что увеличение обводненности до 10 % мас. ПВ незначительно влияет на реологические параметры исследуемых эмульсий, однако для 30 % мас. эмульсий наблюдается их значительный рост. Установлено, что существенное влияние на устойчивость 30 % мас. эмульсий обеих нефтей достигается при частоте воздействия электрического поля 500 Гц и величины напряжения 15 кВ. После ЭО эмульсий происходит их разрушение с выделением водной фазы. Для полного разрушения эмульсии русской нефти необходимо использование дополнительных методов воздействия.

Работа выполнена в рамках Государственного задания ФГБУН Института химии нефти СО РАН при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации.

Литература

1. Лисин Ю. В., Семин С. Л., Зверев Ф. С. Оценка эффективности противотурбулентных присадок по результатам опытно-промышленных испытаний на магистральных нефтепроводах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №. 3. – С. 6-11.
2. Лоскутова, Ю.В. Разрушение водонефтяной эмульсии при совместном воздействии низкочастотного акустического поля и деэмульгатора / Ю.В. Лоскутова, Н.В. Юдина // Нефтехимия. – 2022. – Т. 62. – № 2. – С. 231–240. – DOI: 10.31857/S0028242122030054.
3. Тронов, В.П. Промысловая подготовка нефти. – М.: Недра, 1977. – 260 с.

ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОЙ ОБРАБОТКИ НА БОРЬБУ С КОРРОЗИЕЙ, ПРОТЕКАЮЩЕЙ В ОТДЕЛЬНЫХ АППАРАТАХ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДСИСТЕМАХ И ТЕХНОЛОГИИ В ЦЕЛОМ

Ходус А.С.

Научный руководитель В.А. Шейкин

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

В последние годы возрос значительный интерес к использованию на месторождениях новейших методов обработки воды и нефти, которые значительно уменьшают такие виды затрат, как: сырьевые, материальные и энергетические при добыче, подготовке и транспорте нефти, и удовлетворяют всем требованиям по воздействию на экологию и безопасность окружающей среды. Одним из наиболее исследуемых и перспективных методов в текущее время является магнитная обработка нефти и воды, который известен с конца 60-х годов. Однако у ученых не существует единого мнения по воздействию магнитного поля на нефть и воду. Работа представляет собой анализ существующих теорий и гипотез, объясняющих данный процесс. Представлены оборудования и материалы, используемые на рынке в настоящее время и приведены показатели эффективности, экспериментально подтвержденные в рамках работы.

На данном этапе развития науки не имеется единой теории, которая объединяет взаимодействие магнитного поля и движущейся диамагнитной жидкости.

Однако, делая анализируя результатов проведенных учеными исследований, многие авторы подтверждают эффективность обработки нефти и воды магнитным полем и, основываясь на этом, выдвигают определенные гипотезы. Далее рассмотрим основные.

Воздействие магнитного поля на нефть приводит к приобретению новых физических свойств без изменения химического состава. Подобное мы можем видеть при селективном воздействии магнитного поля на электро-спиновое состояние эмульсии, состоящей из нефти и воды. При таком воздействии происходит структурное изменение таких надмолекулярных асфальтеновых структур (парамагнитные радикальные пары), а также различные изменения микро- и макропараметров в исследуемой жидкости. Данные явления описал в своей теории А.А. Злобин [5].

Под особенностью асфальтенов в рамках данной работы имеются ввиду их свойства как парамагнитов, которые определяются содержанием одноименных центров в количестве 1018-1019 спин/г, поэтому молекулы этих

веществ в определенном направлении ориентируются в магнитном поле, образуя ядра кристаллизации для растворенных в жидкости веществ, что приводит к образованию комплекса «асфальтен – сульфид железа» [6].

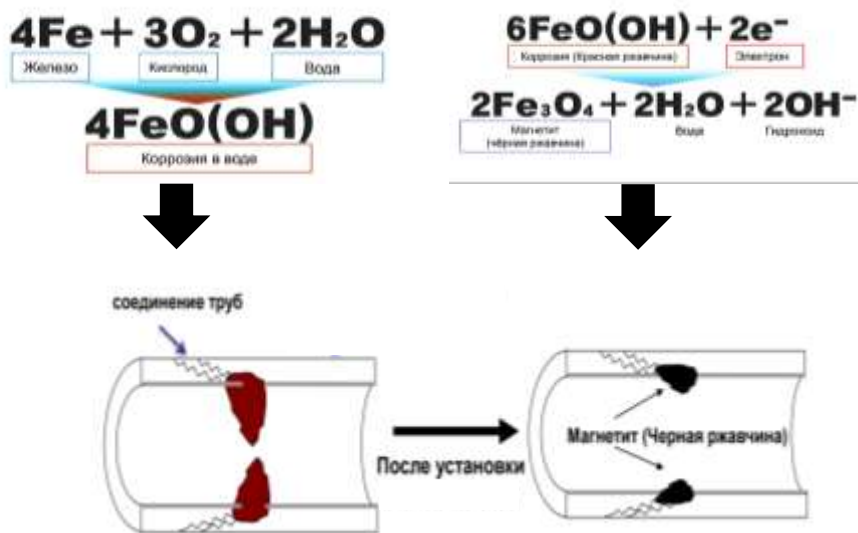


Рис. 1. а – Процесс коррозии; б – преобразование коррозии в магнетит

Ядерно-магнитное резонирование приводит к активации молекул водорода и разряжению гидратированного электрона в воде и движению электронов внутри труб, способствуя:

- прекращению образования коррозии;
- преобразованию коррозии в магнетит.

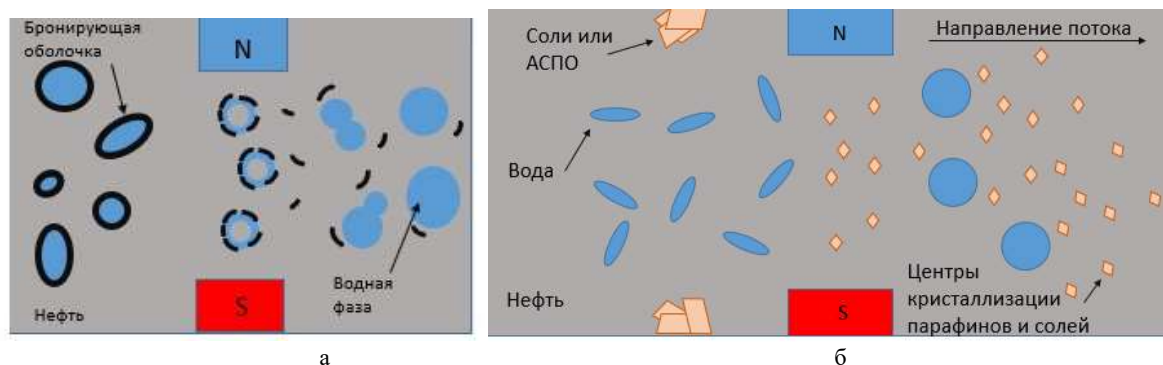


Рис. 2. а – уменьшение дисперсности эмульсии под влиянием магнитного поля, б - увеличение центров кристаллизации под влиянием МП

Гипотеза Шайдакова состоит в следующем: в жидкости, в состав которой включены различные агрегаты во взвешенном состоянии и проходящей через магнитное поле, происходит разрушение агрегатов на мелкие ферромагнитные частицы. Это способствует кратному увеличению количества ядер кристаллизации парафинов и неорганических соединений (рисунок 2). Ядра кристаллизации представляют собой тонкодисперсную, устойчивую взвесь, которая может спокойно быть вынесена потоком эмульсии [7].

Итогом анализа гипотез является выявление объекта воздействия магнитного поля – комплексы из железа и асфальтенов, образующие «бронирующую оболочку». Благодаря разрушению бронирующей оболочки возможно:

- увеличение центров кристаллизации отложений, приводящее к уменьшению накопления их на стенках трубопровода;
 - снижение дисперсности эмульсии;
 - преобразование оксида железа в черный магнетит.
- Проект в дальнейшем будет развиваться. Запланированы следующие этапы:
- моделирование процесса воздействия магнитного поля на трубопровод большой протяженности;
 - сравнение данных, полученных в лабораторных условиях и при моделировании;
 - проверка возможности использования результатов эксперимента на существующих объектах.

Результатами проведенных исследований является доказательство того, что технология магнитной обработки может быть использована на множестве объектов нефтедобычи, транспорта и подготовки нефти и воды. Данный метод является экономически эффективным (экономический эффект около 62 %), ведь при внедрении данной

технологии не требуют больших материальных затрат и проведения масштабной реконструкции (установка легко устанавливается на существующую технологическую систему на любом этапе подготовки).

Литература

1. Акрамов Т. Ф., Яркеева Н. Р. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – №. 4. – С. 67.
2. Аксёнов А. В. Анализ методов борьбы с асфальто-смолисто-парафиновыми отложениями (АСПО) на стенках НКТ и оборудования // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г. Т. 2.—Томск, 2016. – 2016. – Т. 2. – С. 819-821.
3. Вяткин К. А., Илюшин П. Ю., Козлов А. В. Оценка эффективности применения технологий борьбы с возникающими комплексными осложнениями при сборе и транспортировке нефти // Московский экономический журнал. – 2020. – №. 1. – С. 457-470.
4. Голубев И. А. Технология магнитно-фильтровальной очистки нефтезагрязненных сточных вод предприятий ТЭК // С.-Петербург. – 2014. – 2014.
5. Злобин А. А. Изучение механизма магнитной активации нефти для защиты добывающих скважин от асфальтеносмолопарафиновых отложений // Недропользование. – 2017. – Т. 16. – №. 1. – С. 49-63.
6. Ляпин А. Ю., Астахов А. В., Михалёв Ю. П. Исследование температуры кристаллизации парафинов в нефти с целью уменьшения образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Т. 7. – №. 6. – С. 28-35.
7. Мустафина А. Н., Хаярова Д. Р. Лабораторные исследования и сравнительная оценка технологической эффективности деэмульгаторов для предотвращения образования водонефтяных эмульсий // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – С. 42-45.
8. Шайхулов А. М. и др. Влияние магнитного поля на деэмульсацию водонефтяной эмульсии пласта А₄ Киенгопского месторождения // Нефтегазовое дело. – 2014. – Т. 12. – №. 1. – С. 141-148.

**АНАЛИЗ ПРИЧИН ОТКАЗОВ ТРУБНОЙ ОБВЯЗКИ ФОНТАННОЙ АРМАТУРЫ
Хуснутдинов Д.Р.**

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Последствия утечек и порывов выкидных линий, обвязок фонтанных арматур, в настоящий момент недооценены. Аварийные работы по устранению не герметичности, становятся частой причиной остановок скважин. Основываясь на фактических данных по отказам наземной инфраструктуры, повлекшие за собой не только экономические потери предприятия в следствии остановок добывающих скважин, но и ущерб, приносимый экологии [1], можно сделать вывод об актуальности данной проблемы.

Как известно, коррозионные процессы начинаются с поверхности металла и распространяются вглубь материала. Вследствие этого изменяется внешний вид металла: на его поверхности происходят химические процессы, образуются углубления (пятна, свищи, язвы), заполненные продуктами коррозии преимущественно Fe_2O_3 [4].

Распределение мест проявлений свищей (отверстий) на технологической обвязке фонтанной арматуры рассмотрим на примере предприятия АО «Томскнефть» ВНК. Значительный процент отказов, наибольшая концентрация, находится в зоне за фланцевым соединением штуцера и отвода манифольдной линии. Процент отказов по местам в обвязке фонтанной арматур, связано с местными сопротивлениями, которыми называются места изменения форм и размеров канала, в которых поток деформируется (расширяется, сужается, искривляется).

В диаграмме на рисунке 1 представлены зависимости действующего фонда с 2018 по 2021 год от количества отказов фонтанной арматуры. Можно заметить, что прослеживается тенденция увеличения отказов из года в год. Исключением стал 2020-й год, в котором действовало ограничение добычи нефти. На рисунке 2 представлена зависимость общего числа отказов наземного оборудования от отказов осложненного фонда скважин. Основываясь на данных, можно сделать вывод, что основная доля отказов приходится именно на осложненный фонд.



Рис. 1. Коэффициент отказности обвязки ФА к действующему фонду скважин



Рис. 2. Количество отказов на осложненном фонде скважин (коррозия)

На рисунке 3 представлена зависимость количества отказов от процента обводненности. Зависимость отказов от изменения обводненности присутствует незначительно. Больше количество отказов приходится на скважины с водосодержанием в продукции больше 80 %. Компанией используются установки, производительностью от 25 м³/сут. до 800 м³/сут., основная доля отказов наземного оборудования приходится на скважины производительностью до 100 м³/сут. (рисунок 4).



Рис. 3. Зависимость отказов от % обводненности

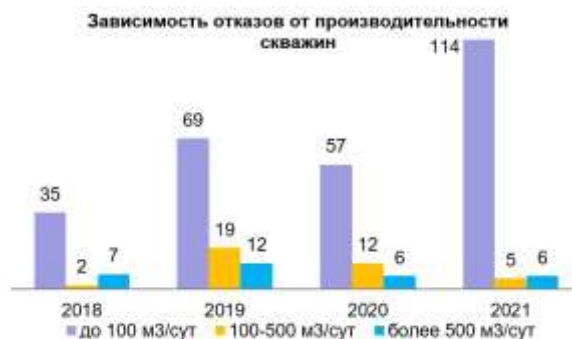


Рис. 4. Зависимость отказов от производительности скважин

С каждым годом количество скважин, которые осложнены, увеличивается. Но также с каждым годом увеличивается и количество скважин, защищенных от этих самых факторов. Большая часть осложненного фонда скважин защищено специальным антикоррозионным покрытием, благодаря чему удалось снизить затраты на ингибирование. (рисунок 6).



Рис. 5. Кол-во отказов ТО ФА и действующий осложненный фонд скважин (коррозия)



Рис. 6. Кол-во отказов на скважинах без защиты, с применением ингибирования и НКТ с покрытием

В результате отказов на трубной обвязке ФА в период с 2018–2021 гг. потери составили 333,6 т нефти. Увеличение потерь нефти до 140,8 т в 2021 году, связано с увеличением простоя скважин, для полной переобвязки, либо замены дефектных участков. Ранее производилась точечная ликвидация места отказа, которая в данный момент не эффективна, в связи со старением, износом материала труб, фасонных изделий, используемых в трубной обвязке. Основная доля отказов на ТО ФА относится к осложненному фонду скважин. Отмечается увеличение количества скважин, которые защищены от осложняющих факторов, именно спуском подземного оборудования с покрытием, но рост отказов сохраняется.

Для уменьшения количества отказов на трубной обвязке ФА следует разработать методику, включающую нормы отбраковки технологических трубопроводов, производить визуальное измерительный контроль (ВИК), толщинометрию труб [2], деталей и сварных стыков, подлежащих отбраковке в процессе эксплуатации, проводить экспертизу промышленной безопасности обвязок, трубопроводов [3].

Литература

1. Revie R. W. Corrosion and corrosion control: an introduction to corrosion science and engineering. – John Wiley & Sons, 2008.
2. Белянков В. Ю., Гольдштейн А. Е. Вихретоковый измеритель толщины стенки легкосплавных буровых труб // Инновации в неразрушающем контроле (SibTest 2017): сборник тезисов IV международной конференции, Новосибирск, 27-30 июня 2017 г.—Томск, 2017. – 2017. – С. 50-52.

3. Загнитко В. Н., Драгин В. А., Тесленко И. И. Организация проведения экспертизы промышленной безопасности, технического обслуживания и ремонта опасного производственного объекта // Чрезвычайные ситуации: промышленная и экологическая безопасность. – 2014. – №. 2. – С. 68.
4. Цюнь Ч. Совершенствование пассивной системы защиты трубопроводов от коррозии // Уфа: УГНТУ. – 2017.

STUDIES OF DYNAMIC OPERATING LOADS GENERATED BY CENTRIFUGAL MACHINES AND UNITS

Schreder A.S.

Scientific adviser, Doctor of Technical Sciences A.N. Gavrilin
TPU, School of Natural Resources Engineering, Tomsk, Russia

In the process of transporting gas over long distances, gas compressor units (GCU) are important equipment. During the operation of the GPU, high dynamic loads occur that affect its reliability. These loads can be expressed in terms of the root-mean-square value (RMS) of the vibration velocity at characteristic points of the GPU. These loads are the causes of the following defects [3]:

- the development of defects both in the base metal of pipes and in welds
- destruction of supporting structures;
- violation of the integrity of protective coatings (anti-corrosion);
- damage to technological equipment.

For this reason, it is essential to study the dynamic loads, and, as a consequence, the oscillation processes of the gas compressor unit.

The purpose of this work is to study the dynamic characteristics of the gas-pumping unit, based on the conducted vibration survey and the creation of a mathematical model of the unit.

Vibration survey and assessment of the vibration state were carried out for 4 EGPU - 4.0/8200-56/1.26-R-10-01, located at one compressor station. The study was carried out in accordance with the attached Atlas Copco manufacturer's instruction 2946 0444 04 "Test Data - Condition Monitoring" for ZT series compressors. On fig. 1 shows vibration measurement points. Measuring instruments: Vibrometer type SKF Microlog CMXA 70. Sensor type - CMSS2200 [4].

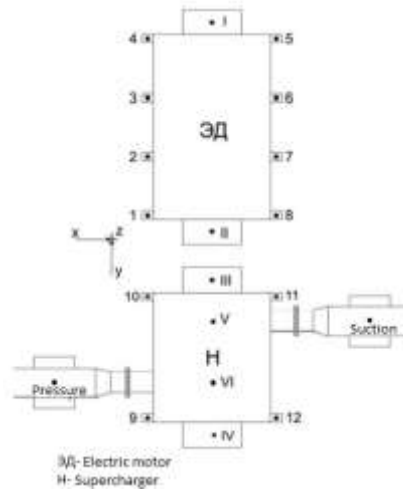


Fig. 1 Scheme of point location for measuring vibration of EGPA-4.0/8200-56/1.26-R NTs 220-11-1SMP

Based on the results obtained empirically, a graph of the RMS vibration velocity at characteristic points was built.

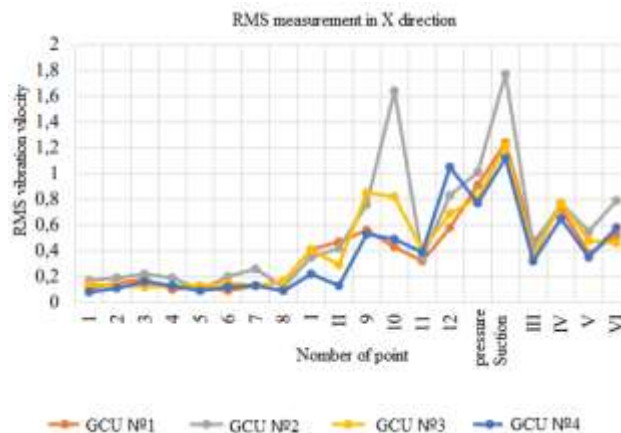


Fig. 2 Vibration velocity RMS at characteristic points

If we analyze the points according to STO Gazprom 2-2.3-324-2009, then some of them are in the B1 range, and some border on the C1 zone. Points located on the discharge line are exposed to large vibration values, the maximum values are at the suction and pressure points, such points require special attention.

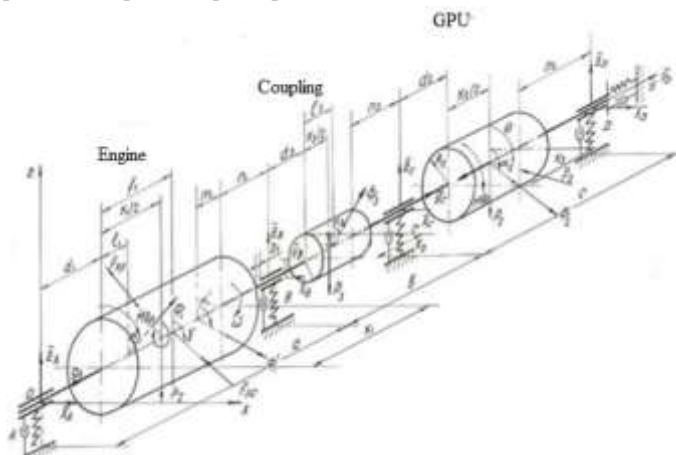


Fig. 3 General scheme of the electric motor, gas turbine and clutch

In order to further compose a mathematical model of the system shown in (Fig. 3.), the Lagrange equation of the 2nd kind in generalized coordinates will be used

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial T}{\partial \dot{q}_{ijk}} \right) + \frac{\partial T}{\partial q_{ijk}} - \frac{\partial E_p}{\partial q_{ijk}} = Q_{ijk}$$

where $Q_{ijk} = \frac{A_i}{\partial q_{ijk}}$, where A_i - the sum of the products of external forces. T is the kinetic energy of the system. E_p is the potential energy of the system [2].

As a result, a matrix was compiled, which was solved in the MathCad software package [1]. Numerical calculations for point "A" are presented below.

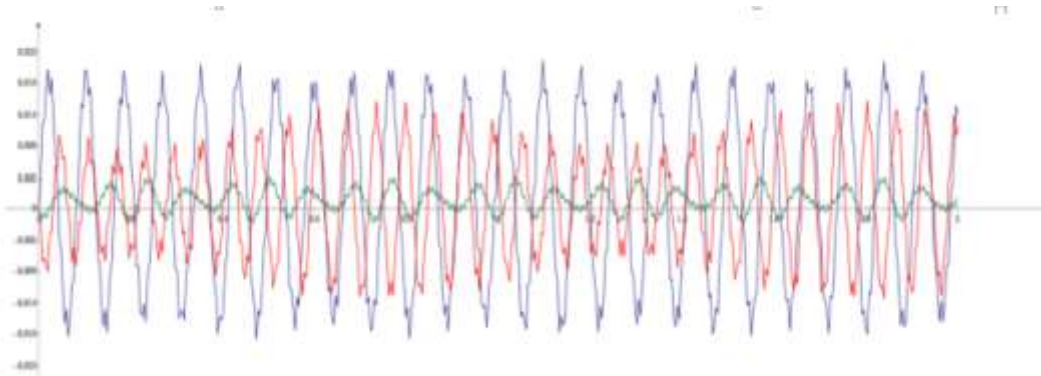


Fig. 4 Overlay of the displacement amplitudes of the components at point A.

The results of the study of oscillatory processes in the system make it possible to establish the dependence of the reciprocating movement of the system elements along the x, y, z axes and their inclination angle ϕ on time.

Literature

1. Dyakonov V.P. Mathcad 13/14. Encyclopedia. Series: The most complete user manual. M.: SOLON-Press, 2007. - p.
2. Kholodnov V.A., Ivanova E.N., Kiryanova L.S., Knyazkov V.M., Beloglazov I.N., Mathematical modeling and methods for implementing mathematical models, St. Petersburg: Publishing House. Ore and metals, 2002. 170 p.
3. Shagalova K. A., Gushchin D. A. Diagnostics of Gas Distribution Stations, Basic Defects and Methods for Their Detection //Science and Security. – 2015. – Т. 1. – №. 14. – С. 19-22.
4. Valeev, A.R. Vibration and seismic protection by systems with low rigidity / A.R. Valeev, G.E. Korobkov // 7th International Youth Oil&Gas Forum. Sat. abstract - Almaty, 2010. - S. 117-120.

С Е К Ц И Я 8

ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОЛУПРОМЫШЛЕННОГО РЕАКТОРА ОБЕССЕРИВАНИЯ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ПОСРЕДСТВОМ АКВАТЕРМОЛИЗА

Айдаров С.Б.

Научный руководитель доцент М.А. Самборская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время происходит постоянное снижение качества нефтяного сырья, поступающего на переработку, и ужесточаются требования к качеству выпускаемых топлив по евро-стандартам Евро-4 и Евро-5 [7,8]. В связи с этим, обессеривание нефти и товарных нефтепродуктов является одной из важнейших задач нефтепереработки. Акватермолиз является одним из перспективных методов облагораживания тяжёлого нефтяного сырья и обессеривания нефти и нефтепродуктов.

Целью данной научной работы является моделирование и оптимизация процесса обессеривания дизельного топлива в процессе акватермолиза.

В качестве объекта исследования было выбрано дизельное топливо, характеристика которого приведена в таблице 1.

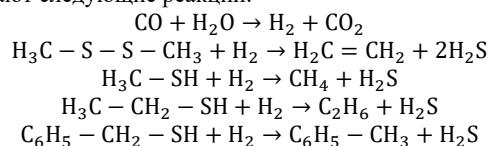
Таблица 1

Характеристика исходного образца дизельной фракции

Наименование показателя	Образец
Плотность (ГОСТ 3900-85) при 20 °С, кг/м ³	816
Содержание общей серы (ГОСТ Р 51947-2002), % масс	0,645*
Фракционный состав (ГОСТ 2177-99), °С	
0 %	142
10 %	180
50 %	255
80 %	305
100 %	310

Примечание: * метантиол – 0,3 % масс, этантиол – 0,1 % масс, бензантиол – 0,1 % масс, диметилдисульфид – 0,145 % масс

Моделирование и оптимизация выполнены в программе Unisim Design., схема процесса представлена на рисунке. В реакторе протекают следующие реакции:



Предварительно были рассчитаны температурные зависимости констант равновесия, что позволило выбрать тип реактора – равновесный, для расчета фазового равновесия был выбран термодинамический пакет UNIQUAC. Отмечена достаточная корреляция экспериментальных данных о фазовых и химических равновесиях в многокомпонентных системах с химическими реакциями с модельными расчетами UNIQUAC [9].

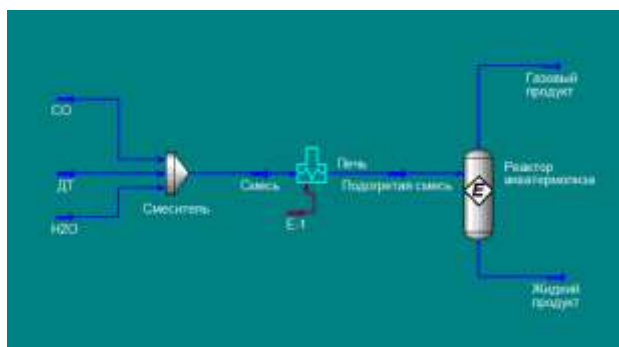


Рис. Технологическая схема реактора обессеривания дизельного топлива

СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Адекватность построенной модели проверялась по литературным данным [5,6].

Далее было выполнено варьирование параметров с целью оптимизации режима проведения процесса, варьируемые параметры и интервалы варьирования приведены в таблице 2. Расход дизельного топлива был принят 25 т/час.

В качестве целевой функции была выбрана конверсия сернистых соединений, которая оценивалась по выходу сероводорода, как основного продукта протекающих реакций.

Таблица 2

Результаты оптимальных параметров сырьевых потоков

Параметры	Диапазон варьирования	Оптимальные параметры смеси
Массовый расход, кг/ч:		
оксид углерода	100-200	190
вода	100-200	160
Давление, кПа	101,325-20000	7000
Температура, °С	0-700	250

Высокие температуры и давления усложняют эксплуатацию оборудования и приводят к росту капитальных вложений и операционных расходов. Снижение расходов воды и оксида углерода также ведет к повышению экономической эффективности процесса, поскольку снижаются затраты на их отделение и утилизацию. Чтобы сделать процесс более эффективным на следующем этапе моделирования ступенчато понижали температуру, давления и расходы. На каждой ступени контролировалось остаточное содержание серы в дизельном топливе, массовая доля которой рассчитывалась по формуле:

$$\omega_S = \frac{10^6 \cdot \sum \frac{M_S}{M_i} \cdot Q_i}{Q_{дт}} \quad (1)$$

где M_S – молярная массы серы, г/моль; M_i – молярная масса i -го вещества, г/моль; Q_i – массовый расход i -го вещества, кг/ч; $Q_{дт}$ – массовый расход дизельного топлива, кг/ч.

Цель данного этапа заключалась в достижении минимальных затрат при сохранении качества топлива, соответствующего требованиям стандарта Евро-5.

По результатам расчета приняты следующие значения параметров:

- расход воды – 50 кг/час;
- расход оксида углерода – 80 кг/час;
- давление – 101,325 кПа;
- температура – 200 °С.

Массовая доля серы в дизельном топливе при этом составляет $9,18 \cdot 10^{-3}$ мг/кг, что удовлетворяет требованиям Евро-5 [4].

Полученные результаты могут быть использованы при разработке промышленной технологии акватермолиза для обессеривания дизельного топлива.

Литература

1. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. – Введ. 1987-01-01. – М.: Стандартинформ, 2006. – 36 с.
2. ГОСТ Р 51947-2002. Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии. – Введ. 2003-07-01. – М.: Стандартинформ, 2006. – 13 с.
3. ГОСТ 2177-99 (ИСО 3405-88). Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава. – Введ. 2001-01-01. – М.: ФГБУ "РСТ", 2021. – 25 с.
4. ГОСТ 32511-2013. Топливо дизельное евро. Технические условия. Введ. 2015-01-01. – М.: Стандартинформ, 2019. – 41 с.
5. Eletskaia P. M. et al. Heavy oil upgrading in the presence of water // Journal of Siberian Federal University. Chemistry. – 2017. – Т. 10. – №. 4. – С. 545-572.
6. Katritzky A. R. et al. Reactions in high-temperature aqueous media // Chemical reviews. – 2001. – Т. 101. – №. 4. – С. 837-892.
7. Кужаева А. А., Берлинский И. В. Способы окислительного обессеривания нефтепродуктов // Проблемы современной науки и образования. – 2016. – №. 9 (51). – С. 13-15.
8. Мазгаров А. М., Набиев А. И. Технологии очистки сырой нефти и газоконденсатов от сероводорода и меркаптанов. – 2015.
9. Тойкка А. М., Самаров А. А., Тойкка М. А. Фазовое и химическое равновесие в многокомпонентных флюидных системах с химической реакцией // Успехи химии. – 2015. – Т. 84. – №. 4. – С. 378-392.

**ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И СОСТАВ СЫРЬЯ И ПРОДУКТОВ ГИДРООЧИСТКИ
ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ**

Гладыш П.В., Аркенова С.Б.

Научный руководитель д.т.н., профессор Е.Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В России одним из ключевых процессов, обеспечивающий глубокую переработку нефти, является каталитический крекинг. Типичным сырьем каталитического крекинга являются высококипящие вакуумные фракции (350-530÷580 °С), в которых содержание органических примесей (азота, серы, кислорода) может достигать 2-7 %. Поэтому сырье каталитического крекинга чаще всего подвергают гидроочистке. Благодаря данному процессу из сырья удаляются гетероатомные сера, азот и кислород, разрушаются металлоорганические соединения, а также насыщаются водородом коксообразующие компоненты, повышая, таким образом, не только качество получаемых конечных продуктов, но и срок службы катализаторов каталитического крекинга [2,3].

В настоящее время в связи с растущим спросом на транспортное топливо и строгими экологическими нормами гидроочистка приобрела значительную актуальность в нефтеперерабатывающей отрасли. С практической точки зрения гидроочистка представляет собой процесс, в котором соотношение водород/углерод в сырье увеличивается в присутствии катализатора в среде водорода. Считается, что реакции гидрообессеривания, гидродеазотирования, гидродеоксигенирования и гидродеметаллизации следуют механизму гидронолиза, при котором связь углерод-гетероатом разрывается молекулой водорода. Олефиновые и ароматические углеводороды гидрируются напрямую, без разрыва связи. Гидрокрекинг и гидродеасфальтизация, с другой стороны, относятся к реакциям катализируемого кислотой крекинга в сочетании с гидрированием.

Одним из основных факторов, влияющих на выход и качество продуктов является химическая природа сырья [1]. Поэтому знание о составе сырья, его свойств и механизме химических превращений гетероатомных соединений и углеводородов в процессе, позволит подобрать оптимальный режим работы установки.

Целью данной работы является определение физико-химических свойств и группового состава сырья и продуктов гидроочистки вакуумного газойля.

В работе были использованы следующие методы: метод криоскопии на установке «Крион-1» для определения средней молекулярной массы веществ; метод вискозиметрии с использованием вискозиметра Штабингера SVM 3000 для определения кинематической, динамической вязкости и плотности; метод энергодисперсионной рентгенфлуоресцентной спектроскопии с использованием установки «Спектроскан S» для определения массовой доли серы; метод жидкостно-адсорбционной хроматографии с градиентным вытеснением на установке «Градиент-М» для определения группового углеводородного состава; метод рефрактометрии с использованием рефрактометра «Аббе» для определения показателя преломления.

Результаты экспериментальных исследований представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1

Результаты лабораторных исследований сырья и продуктов процесса гидроочистки

Параметр	Вакуумный газойль (сырье)	Продукты		
		Нестабильный бензин	Дизельная фракция	Вакуумный газойль
Содержание серы, % масс.	1,775-1,794	0,224-0,294	0,216-0,277	0,121-0,124
Динамическая вязкость при 20 °С, мПа·с (для вакуумного газойля при 50 °С)	14,560-14,665	0,532-0,542	4,626-5,438	18,856-18,943
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с (для вакуумного газойля при 50 °С)	16,373-16,486	0,721-0,734	4,726-5,497	18,774-21,728
Плотность при 20 °С, г/см ³	0,9082-0,9085	0,7380-0,7396	0,8789-0,8893	0,8909-0,8913
Средняя молекулярная масса, г/моль	264-349	88-99	161-200	333-401
Показатель преломления при 20 °С	1,5110-1,5114			1,4992-1,5002

Согласно полученным результатам, вакуумный газойль до гидроочистки характеризуется высоким содержанием серы 1,775-1,794 % масс, плотность находится в диапазоне 0,9082-0,9085 г/см³, показатель преломления –1,5110-1,5114. В результате облагораживания содержание серы в вакуумном газойле снизилось на 93 %, кроме того, в связи с насыщением смол и полиароматических углеводородов водородом наблюдаются снижения значений показателя преломления, плотности и вязкости. Сопутствующими продуктами гидроочистки являются углеводородный газ, бензиновая и дизельная фракции, получаемые в результате частичного гидрокрекинга сырья. Бензиновая и дизельная фракции гидроочистки имеют повышенное содержание серы: 0,224-0,294 масс. и 0,216-0,277 масс. соответственно.

В таблице 2 представлены результаты хроматографического анализа вакуумного газойля. Установлено, что вакуумный газойль имеет следующий состав: 59,5–61,4 % масс. приходится на насыщенные углеводороды, общее содержание ароматических углеводородов составляет 32–35,6 % масс., из которых большая часть приходится

СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

на полициклические структуры (от 15,9 до 17,5 % масс), общее содержание смолистых компонентов варьируется в пределах от 4,8 до 6,5 % масс.

Как правило, гидроочистка не оказывает заметного влияния на общее содержание ароматических соединений, но после обработки наблюдается значительный сдвиг в сторону моноароматических «легких» соединений. Этот сдвиг обусловлен более низкой активностью гидрирования моноароматических соединений по сравнению с полициклическими «тяжелыми» ароматическими соединениями.

Таблица 2

Результаты хроматографического анализа вакуумного газойля до и после процесса гидроочистки

Групповой состав, % масс.	Вакуумный газойль до гидроочистки	Вакуумный газойль после гидроочистки
Содержание насыщенных (парафино-нафтеновых) углеводородов	59,5–61,4	67,0–69,2
Содержание ароматических углеводородов	32–35,6	28,6–30,7
–«легкие»	11,2–12,1	16,7–19,0
–«средние»	3,3–7,6	3,9–4,5
–«тяжелые»	15,9–17,5	7,2–8,0
Содержание смолистых компонентов	4,8–6,5	2,2–2,3
– бензольные	1,4–2,4	0,9–1,0
– спиртобензольные	3,4–4,1	1,3–1,3

Результаты исследования будут использованы при верификации математической модели процесса гидроочистки вакуумного газойля.

В дальнейшем планируется продолжить исследование, углубить знания о составе сырья с помощью различных методов хроматографии таких как: тонкослойная хроматография, газовая хроматография, хромато-масс-спектрометрия, карбамидная депарафинизация, с целью детализации формализованной схемы превращения.

Литература

1. Ancheyta J., Morales P., Betancourt G., Centeno G., Marroquín G., Muñoz J.A.D. Individual hydrotreating of FCC feed components // *Energy Fuels*. – 2004. – V. 18. – P.1001–1004.
2. Nadeina K.A., Potapenko O.V., Kazakov M.O. [et al.]. Influence of hydrotreatment depth on product composition of fluid catalytic cracking process for light olefins production // *Catalysis Today*. – 2021. – V. 378. – P. 2–9.
3. Salazar-Sotelo D., Maya-Yescas R., Mariaca-Domínguez E., Rodríguez-Salomon S., Aguilera-Lopez M. Effect of hydrotreating FCC feedstock on product distribution // *Catalysis Today*. – 2004. – V. 98. – P. 273–280.

МОНИТОРИНГ АКТИВНОСТИ КАТАЛИЗАТОРА ГИДРООЧИСТКИ ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ

Гриценко Е.Ф., Аркенова С.Б.

Научный руководитель профессор Е.Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В нефтехимической промышленности около 90 % процессов осуществляются с использованием катализаторов [2]. Основной проблемой, связанной с промышленной эксплуатацией катализаторов, является потеря их активности. Традиционно явление дезактивации подразделяют на три этапа: ранняя дезактивация из-за осаждения кокса (начало цикла), дезактивация на средней стадии из-за потери центров при отравлении и закупорки пор отложениями сульфидов металлов (середина цикла) и полная потеря активности из-за сильного диффузионного сопротивления при почти полной закупорки пор (конец цикла), которая снижает активность до такого низкого значения, которое приводит к неизбежной остановке установки [1]. Периодически дезактивированные катализаторы регенерируют путем выжига коксогенных соединений с поверхности. Предшественниками сложных поликонденсированных структур выступают асфальтены (смолы), содержащиеся в сырье. Исключить коксообразование практически невозможно, есть лишь пути снижения интенсивности данного процесса посредством подбора оптимального режима работы установки.

Цель работы заключалась в анализе факторов и скорости дезактивации катализатора гидроочистки вакуумного газойля на основе статистических данных с промышленной установки.

В аксиальном реакторе гидроочистки используется неподвижный катализатор, основным компонентом которого выступает алюмокобальтмолибденовая каталитическая система. Для поддержания заданной степени

гидрооблагораживания сырья постепенно повышают температуру в реакторе, компенсируя снижение активности катализатора (таблица 1).

Таблица 1

Параметры работы реактора гидроочистки вакуумного газойля

Год	Кратность циркуляции	Температура входного потока, °С	Давление входного потока, кгс/см ²	Перепад давлений, кгс/см ²
2019	565,71	335,46	41,63	1,09
2020	531,75	340,38	42,11	1,39
2021	715,82	349,39	41,14	1,21
2022	611,70	363,33	42,76	1,55

В течение всего периода работы катализатора средняя температура газо-сырьевой смеси увеличилась на 27,87 °С. Стоит отметить рост гидравлического сопротивления в реакторе, связанный с накоплением кокса на поверхности катализатора и потерей прочностных характеристик.

Деактивация катализатора отразилась и на материальном балансе установки, причиной этому является потеря селективности, накопление никеля и ванадия в порах, способствующих протеканию реакций дегидрирования, и повышение температуры процесса, что привело к увеличению скорости реакций крекинга (таблица 2).

Таблица 2

Выход продуктов реактора гидроочистки, % мас.

Год	Углеводородные газы	Нестабильный бензин	Дизельная фракция	Гидроочищенный вакуумный газойль	Сероводород
2019	0,53	0,17	16,17	81,58	1,31
2020	0,65	0,61	15,67	81,73	1,38
2021	0,68	0,85	15,98	80,74	1,59
2022	0,86	1,11	14,78	82,21	1,67

За время работы установки увеличилась доля получаемых углеводородных газов и бензиновой фракции на 0,33 % и 0,94 % соответственно.

Анализ экспериментальных данных и их статическая обработка позволили установить функциональную зависимости изменения активности катализатора гидроочистки от концентрации кокса на поверхности катализатора:

$$A = A_0 \cdot e^{(-\alpha \cdot C_k)}$$

A – относительная активность катализатора, отн.ед. C_k – концентрация кокса на катализаторе, α – эмпирические коэффициенты). Данная зависимость достоверно описывает экспериментальные данные. Так, при относительной активности в начале рассматриваемого периода (0 м³ переработано сырья) близка к 1, в то время как в конце рассматриваемого периода (3032654,245 м³ переработано сырья) ее значение достигает 0,48 отн.ед.

Таким образом, наблюдается потеря активности за 4 года работы катализатора гидроочистки почти на 1/2 от первоначального уровня.

Экспоненциальный вид уравнения объясняется быстрым снижением активности свежего катализатора в начальный период работы, связанный с интенсивным отложением кокса, и медленное снижение активности, обусловленное дальнейшим накоплением кокса и отложением металлов.

Полученные результаты будут в дальнейшем использованы при построении математической модели процесса гидроочистки, учитывающей дезактивацию катализатора.

Литература

1. Анчита Х. Деактивация катализаторов гидроочистки тяжелой нефти: основы и моделирование: пер. с англ. / [Х. Анчита и др.]; под ред. О.Ф. Глаголевой, В.А. Винокурова. — СПб.: Профессия, 2015. — 592
2. Фрейман Л. Л. Катализаторы в нефтепереработке // Деловой журнал Neftegaz. RU. – 2017. – № 9. – С. 40-44.

**ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
НА ПРИМЕРЕ РАЗРАБОТКИ ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА**

Данилов Е.Д.

Научный руководитель доцент М.А. Балмашнов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с изменениями в геополитической обстановке, сложившейся в мире, отечественная промышленность стала испытывать значительные трудности. Особого внимания в данном контексте заслуживает химическая промышленность, которая наряду с легкой промышленностью и сельским хозяйством во всем мире является одной из ведущих отраслей экономики, выступает важным фактором развития других отраслей и в значительной степени обеспечивает формирование государственного бюджета [1]. Согласно данным Росстата за 2018 год, в лидерах по импорту значилась категория товаров из сферы машиностроения, промышленного оборудования и аппаратуры — ее доля составила 31 % в общем объеме импортируемых товаров. На втором месте обозначены категории товаров из сферы химической промышленности с объемом импорта в 13 % [2]. Особенно остро встал вопрос износа промышленного химического оборудования, так как исчезла возможность закупки запасных частей и ремонтных комплектов. Вследствие этого, возникла необходимость разработки отечественных аналогов, способных заменить импортные аппараты.

Для удовлетворения этой необходимости был разработан кожухотрубчатый теплообменник для охлаждения синтез-газа для применения на объекте компании «ЕвроХим-Северо-Запад», для возможной замены закупленного у компании «Sewon Cellontech» аппарата, установленного там в данный момент. Теплообменник используется в процессе компримирования синтез-газа, для охлаждения нагретого после прохождения компрессорной установки синтез-газа. В качестве горячего теплоносителя выступает синтез-газ, в качестве холодного используют оборотную воду.

Синтез-газ – это смесь газов, главными компонентами которой являются CO и H_2 ; используется для синтеза разных химических соединений. Термин «Синтез-газ» исторически связан с синтезом Фишера-Тропша, когда исходный для него газ получали газификацией кокса или полукокса [3].

Разработанный теплообменник является полной заменой использующегося аппарата и способен выполнять те же самые функции, что подтверждено технологическими и механическими расчетами. Также, он может быть подключен к уже имеющимся на производстве коммуникациям без какого-либо изменения. Кроме того, разработанный теплообменник соответствует всем необходимым требованиям, предъявляемым к химической аппаратуре в Российской Федерации, а также использует комплектующие отечественного производства, при этом сохраняя удачные технологические решения, примененные в импортном аппарате.

Благодаря этому, разработанный аппарат имеет несколько преимуществ:

1. Вследствие переработки устройства трубной решетки и трубчатки в целом, удалось увеличить количество труб и соответственно поверхность теплообмена аппарата на 17 %, при этом сохранив величину температурных деформаций в допустимых пределах, без необходимости применять компенсаторы или как-либо дополнительно укреплять аппарат.

2. Вследствие замены материала исполнения аппарата на отечественную сталь марки 09Г2С, масса аппарата была уменьшена на 20 %, при этом аппарат продолжает удовлетворять необходимым условиям прочности с большим запасом.

3. Благодаря замене штуцеров и патрубков аппарата на отечественные аналоги, исчезла необходимость в применении переходников для подключения аппарата к выполненным в соответствии с ГОСТами коммуникаций. Также, несколько увеличив проходное сечение патрубков, и вследствие увеличения поверхности теплообмена благодаря увеличению количества труб, удалось достичь большей производительности. Габариты аппарата при этом полностью соответствуют габаритам используемого аппарата.

4. Также, вследствие использования некоторых технологических решений, примененных в импортном аппарате, таких как съемные плоские крышки, установленные на подъемно-поворотные механизмы, использование расширительных камер и паровых поясов в рассчитанном аппарате, он является более удобным в эксплуатации, чем полностью отечественные аналоги, и обладает более высоким сроком эксплуатации.

5. с экономической точки зрения, несмотря на необходимость производства некоторых деталей в порядке специального заказа и увеличение общей металлоемкости вследствие увеличения числа труб, рассчитанный аппарат тем не менее является более выгодным, так как для него отсутствуют расходы на транспортировку, и он также является более производительным, чем импортный аналог.

Таким образом, разработанный аппарат совмещает в себе удобство эксплуатации и монтажа, соответствие всем отечественным регламентам и стандартам, высокую производительность и соответствие всем условиям производства, и безопасность, что подтверждено проведенными расчетами.

Литература

1. Кнунянц, И. Л. Химическая энциклопедия. – М.: Советская энциклопедия, 1995. – Т. 4. – 639 с.
2. Неплюев Н. «Тольяттиазот»: об импортозамещении в химической промышленности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://promdevelop.com/business/neplyuev-nikolay-tolyattiazot-ob-importozameshchenii-v-himicheskoy>.
3. Коротченко Д. М. Обзор состояния химической отрасли промышленности в сложившейся экономической ситуации // Экономика и предпринимательство. – 2020. – №. 12. – С. 668-672.

ПОДХОДЫ К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ КОМПЛЕКСНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ОТРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Ерохин М.А., Григорьев М.А., Казанцева Н.Н., Подымова О.А.
 Государственный научный центр Российской Федерации
 «Исследовательский центр имени М.В. Келдыша», г. Москва, Россия

Последние аварии, случившиеся в нефтяной отрасли России, заставили значительно ужесточить требования в области охраны окружающей среды в т.ч. в части переработки и утилизации отходов [3,4]. Для решения проблем экологической безопасности в нефтегазовой отрасли и возможности повторного использования сточных вод, Исследовательским центром им. М.В. Келдыша ведутся работы в области переработки и утилизации отработанных буровых растворов на водной основе. Основу разработок составляют комплексные технологии очистки с нулевым сбросом жидких отходов, при этом возможно получение пресной воды для повторного использования, а твердый отход возможно использовать в линии получения блоков газобетона. Основные этапы разработанной технологии очистки показаны на рис. 1.

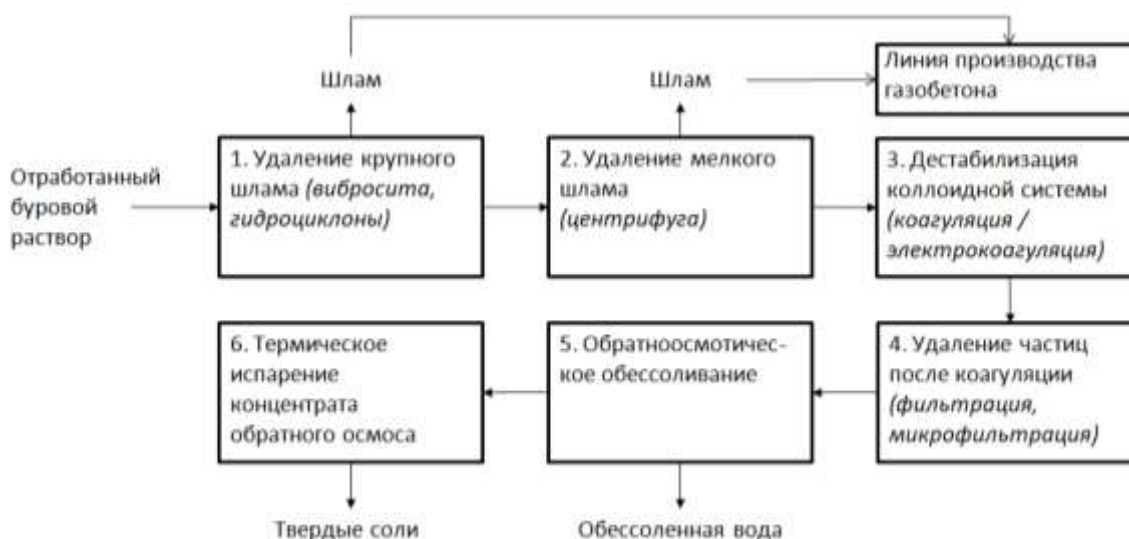


Рис. 1. Этапы переработки отработанного бурового раствора

На этапах 1 и 2 отделяются крупные взвеси, далее в зависимости от количества твердых веществ в составе раствора, применяются различные методы дестабилизации коллоидной системы. Проведенные исследования с очисткой двух видов буровых растворов с различных месторождений: раствор 1 – с низким содержанием взвешенных веществ и органики, плотностью 1,0 г/см³, раствор 2 – с высоким содержанием взвешенных веществ и органики, утяжеленный баритом, плотностью 1,2 г/см³, показали следующие результаты (таблица).

Таблица

Состав двух видов отработанных буровых растворов до и после очистки

Наименование	Раствор 1		Раствор 2	
	До очистки	После э/коагуляции	До очистки	После очистки ¹
рН	7,6	8,3	9,5	6,3
Взвешенные вещества, мг/л	3,5	11,5	~3000	10,6
Цветность (Сг-Со)	51,5	14,5	>1000	62,1
Электропроводность, мСм/см	5,94	4,86	9,70	13,5
ХПК, мгО ₂ /л	347	57,6	10 000	780
Кремний, мг/л	14,1	4,67	23,3	7,8
Алюминий, мг/л	0,167	1,88	115	290

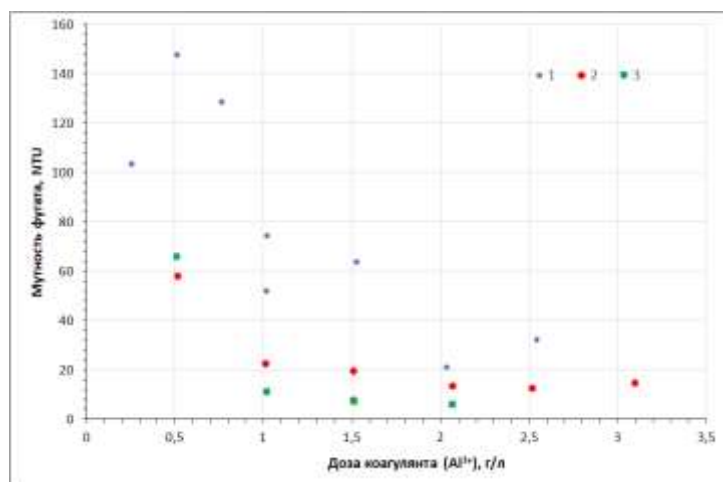
Примечание 1: технология очистки – центрифугирование отработанного бурового раствора→коагуляция фугата→центрифугирование фугата.

Как видно из данных результатов, для раствора 1 эффективно применение технологии электрокоагуляции на алюминиевых электродах при плотности тока 45 мА/см² в течение 30 мин, что дало возможность снижения ХПК на 83 %; содержание взвешенных веществ в очищенном растворе при этом по анализу выше за счет высокого хлопьеобразования. Полученный раствор после доочистки и коррекции рН пригоден для подачи на обратноосмотическое обессоливание. В отличие от реагентной коагуляции, технология электрокоагуляции

не создает вторичное загрязнение, привносимое анионами коагулянтов, а за счет выделения водорода осуществляется одновременная флотация, что повышает эффективность разделения. Для раствора 1 применение реагентной коагуляции неоправданно, т. к. влечет большие занимаемые площади под оборудование станций приготовления реагентов, увеличивает общее солесодержание раствора. При достижении сравнимых показателей эффективности очистки, содержание остаточного алюминия после электрокоагуляции ниже, и составляет до 3 мг/л; после реагентной коагуляции этого же раствора – до 26 мг/л [1, 2].

Метод электрокоагуляции неэффективен для растворов с высоким содержанием взвешенных веществ (раствор 2). При проведении электрокоагуляции фугата, полученного после центрифугирования исходного раствора 2, раствор быстро перегревается, в течение 2 – 3 мин на электродах образуется слой осадка, который не удаляется сменой полярности электродов. Для подобных растворов эффективной показала себя технология двухступенчатой очистки на центрифуге: первая стадия – безреагентное центрифугирование, вторая стадия – коагуляция солями алюминия полученного фугата и вторичное центрифугирование. Минимальная эффективная доза коагулянта составила 1 г/л Al^{3+} при оптимальном pH 6,0–6,2, при этом полученная мутность фугата составила 10-20 NTU. В случае коагуляции отработанного бурового раствора без предварительного центрифугирования при той же дозе алюминия, мутность фугата составила 50–60 NTU (рис. 2). Полученный очищенный раствор пригоден для упаривания, однако, с целью получения пресной воды, которую можно вернуть в технологический процесс, в настоящее время проводятся исследования вариантов очистки подобных растворов для их последующего обратноосмотического обессоливания. В качестве вариантов очистки рассматривается также разделение на тарельчатом сепараторе с последующим содоизвесткованием и коррекцией pH.

Рис. 2. Мутность фугата в зависимости от дозы коагулянта
1 – фугат, полученный коагуляцией отработанного бурового раствора сульфатом алюминия, с последующим центрифугированием;
2 – вторичный фугат, полученный коагуляцией первичного фугата отработанного бурового раствора коагулянтном 190М с последующим центрифугированием;
3 – вторичный фугат, полученный коагуляцией первичного фугата отработанного бурового раствора сульфатом алюминия с последующим центрифугированием.



Разработанная в АО ГНЦ «Центр Келдыша» технология апробирована на нефтедобывающем комплексе в Северном Хоседау (Ненецкий АО) и доказала высокую эффективность электрокоагуляции. Концентрация взвешенных веществ снижалась с 350 до 1,5 мг/л. Оставшиеся количества удалялись на стадии грубого фильтрования и микрофильтрации. Вместе с последующими стадиями обратноосмотического обессоливания и выпаривания концентрата реализована технология нулевого жидкого сброса. Эффективность очистки очень сильно зависит от конкретного состава бурового раствора. Для каждого конкретного месторождения требуется проведение комплекса исследований с выработкой рекомендаций и их корректировкой на реальном объекте.

На сегодняшний день продолжают исследования по оптимизации технологии очистки жидкой фазы буровых отходов применительно к растворам с высоким содержанием твердых веществ.

Литература

1. Баранов А. Е. и др. Комплексная переработка жидкой фазы буровых шламов нефтегазодобывающих предприятий: разработка технологии и опыт ее применения // Вода: химия и экология. – 2011. – №. 12. – С. 29.
2. Баранов А. Е. и др. Оборудование для комплексной переработки сточных вод применительно к условиям арктического региона и континентального шельфа России // Труды Международной конференции и выставки по судостроению и разработке высокотехнологичного оборудования для освоения континентального шельфа OMR – 2020, 6–9 октября 2020 г, Санкт-Петербург – М.: Издательство Перо, 2020. – С. 48 – 52.
3. «Правила осуществления контроля состава и свойств сточных вод», утв. постановлением Правительства РФ от 22.05.2020, № 728.
4. Федеральный закон N 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» от 24 июня 1998 г. // Собрание законодательства Российской Федерации от 29.06.1998, № 26, ст. 3009.

РАЗРАБОТКА АНАЛОГА ПАРСОБОРНИКА В РАМКАХ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Кадыров Д.А.

Научный руководитель доцент М.А. Балмашнов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На предприятии ООО «Газпром метанол» функционирует паросборник 1979 года производства английской фирмы Struthers Wells. На производстве метанола аппарат является частью агрегата М-750, в составе которого эксплуатируется для разделения пара от пароводяной смеси, поступающей в него из блока теплообменной аппаратуры.

В связи со сложившимися обстоятельствами в мире остро стоит вопрос приобретения отечественными предприятиями оборудования, запчастей и ремкомплектов зарубежного производства. Поэтому, было принято решение сконструировать аналог паросборника в соответствии с отечественными стандартами химического машиностроения.

Диаметр внутренней обечайки был принят такой же, как и в исходном аппарате, где он составляет $D = 1950$ мм. В качестве аналога для английской стали BS 1501-281 B LT 55 была выбрана сталь отечественной марки 15Х5М-У. Ввиду того, что отечественная марка значительно уступает английской по механическим свойствам, также принимая во внимание источник [1], было принято решение увеличить толщину обечайки с $s_0 = 64$ мм до $s_0 = 70$ мм, а толщину сферических днищ принять равным $s_c = 55$ мм для компенсации потерь в прочности днищ, возникающих из-за отверстий под штуцеры и люки-лазы. Исходные штуцеры и патрубки были заменены на аналоги из отечественного альбома типовых конструкций АТК 24.218.06-90. В результате этого отечественный аналог оборудован 2 штуцерами с $D_y = 80$ мм, 41 патрубком с $D_y = 300$ мм, 8 патрубками с $D_y = 250$ мм, 21 патрубком с $D_y = 80$ мм, 1 патрубком $D_y = 350$ мм и 1 патрубком с $D_y = 200$ мм. Все отверстия под штуцеры и патрубки были укреплены накладными кольцами соответствующих толщин и ширин, как того требовал расчет укрепления отверстий.

Аппарат был оснащен 2 самоуплотняющимися люками-лазами. Конструкция этих люков аналогична люкам исходного аппарата, с сохранением размеров под эллиптическое отверстие в корпусе люка, которые равны $a = 456$ и $b = 356$ мм. В проектируемом паросборнике с естественной циркуляцией отделение пара от воды происходит в барабане. При этом загрязнение насыщенного пара происходит преимущественно вследствие выноса вместе с паром капель воды, содержащих примеси. Поэтому для уменьшения соледержания пара необходимо производить сепарацию капельной влаги и пара [2]. Плоскость, образованная поверхностью воды, с которой выделяется насыщенный пар, называется зеркалом испарения.

Спроектированный аналог, как и оригинальный паросборник, имеет специализированные внутренние устройства, увеличивающие эффективность сепарации пара и капельной влаги. В эти устройства входят: пароприемный потолочный дырчатый лист, отбойные щиты, внутрибарабанные циклоны, жалюзийные сепараторы. Принцип работы каждого из устройств основан на основных принципах сепарации пара внутри барабанов паросборников и паровых котлов.

В первую очередь, в паровом пространстве паросборника под действием силы тяжести происходит выпадение капель влаги. Этот принцип называется гравитационным принципом. Его эффективность определяется разностью плотностей пара и воды, скоростью потока пара, размерами капли и длиной пути пара до выхода из барабана. Гравитационная сепарация присутствует в той или иной степени в любых конструкциях внутрибарабанных устройств [2].

Вместе с этим, отделение капель воды в аппарате происходит за счет инерционных сил, при резких изменениях скорости потока пара или за счет центробежных сил, действующих на каплю при изменении направления движения потока влажного пара. К сепараторам, применяющим инерционный принцип разделения, в спроектированном аналоге относятся отбойные щиты и жалюзийные сепараторы. Отбойные щиты обеспечивают подавление кинетической энергии пароводяной смеси и отделение основной части воды от влажного пара. Жалюзийные сепараторы обеспечивают отделение капель воды за счет многократного изменения направления потока, а также изменения его ускорения.

Во внутрибарабанных циклонах происходит центробежная сепарация пара за счет интенсивного закручивания потока влажного пара. Капли влаги отбрасываются к стенкам циклона, где они задерживаются на пленке воды, стекающей на зеркало испарения. Эффективность циклонов определяется тангенциальной скоростью входа пароводяной смеси и осевой скоростью подъема потока [3]. Пароприемный потолочный дырчатый лист установлен для равномерного отвода пара по сечению паросборника. При работе паросборника присутствует возможность образования накипи на стенках обечайки, днищ, а также внутренних сепарирующих устройств. Для исключения этой возможности требуется, чтобы значение концентрации солей в воде не превышала значение, при котором происходит их выпадение из раствора. В результате непрерывной продувки обеспечивается равномерное удаление растворенных солей из места их наибольшей концентрации в паросборнике [3]. Для этого в отечественном аналоге, как и в оригинальном аппарате, предусмотрена система непрерывной продувки. В ходе нее, для поддержания необходимой концентрации солей, из барабана продувкой через специальный штуцер выводится определенный объем воды, вместе с которой удаляются и соли, поступающие в паросборник с питательной водой. В это время такой же объем чистой обессоленной воды подается в барабан через специализированную трубу с отверстиями из соответствующего штуцера. Для предотвращения образования отложений и коррозии на внутренней поверхности испарительной части барабана, а также для регулирования уровня рН предусмотрена труба для подачи растворов фосфатов через специальный штуцер.

В результате проектирования отечественного паросборника его масса увеличилась на 23,2 % по сравнению с оригинальным паросборником. Это обусловлено увеличением толщины стенки обечайки, увеличением габаритов штуцеров и наличием устройств, отсутствующих в исходном аппарате. К таким относятся внутрибарабанные

циклоны. Аппарат оснащен 3 седловыми неподвижными опорами с суммарной допускаемой нагрузкой в 1200 кН. Теплоизоляция аппарата выполнена из матов и ваты из супертонкого стеклянного волокна без связующего толщиной в $s_r = 73$ мм [4].

Литература

1. ГОСТ 19903-2015. Прокат листовой горячекатаный. Сортамент. Дата введения 2016-09-01. Введён 01.09.2016 г. – М.: Стандартинформ, 2016 – 15 с.
2. Брюханов О. Н., Кузнецов В. А. Газифицированные котельные агрегаты // М.: ИНФРА-М. – 2005.
3. Федоров А. И. Пособие по эксплуатации барабанных котлов среднего и высокого давления // М.: Изд-во ОАО «ВТИ. – 2006.
4. СП 61.13330.2012. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293796/4293796604.pdf>

К ВОПРОСУ О ПЕРЕРАБОТКЕ ЗОЛ ОТ СЖИГАНИЯ МАЗУТА С ИЗВЛЕЧЕНИЕМ ВАНАДИЯ И НИКЕЛЯ

Кашеков Д.Ю., Гончаров К.В., Олюнина Т.В., Садыхов Г.Б., Смирнова В.Б.

Научный руководитель: заведующий лабораторией №1 Г.Б. Садыхов

Институт металлургии и материаловедения им. А.А. Байкова РАН, г. Москва, Россия

В тяжёлых сернистых нефтях содержится значительное количество таких металлов, как ванадий и никель, которые накапливаются в мазуте в процессе её переработки. [2]. В дальнейшем, используя мазут на тепловых электростанциях в качестве топлива, образуется значительное количество техногенных отходов в виде зол, богатые по V_2O_5 , и NiO. Однако несмотря на то, что с конца XX века мазут постепенно выводился из топливно-энергетического баланса страны, в настоящее время в России остаётся единственный мазутозависимый регион – Мурманская область. Одной из крупнейших станций, работающей на мазуте, является Мурманская ТЭС, на которой образуется около 260 т золы в год [1]. Высокое содержание V_2O_5 и NiO в отходах этой станции, около 10 % и 3 % соответственно, позволяет рассматривать их в качестве ванадиевого и никелевого сырья. При этом металлы находятся в водорастворимых соединениях, загрязняя грунтовые воды и водоёмы региона. Таким образом, разработка технологии утилизации и обезвреживания ванадийсодержащих отходов от сжигания мазута является не только экономически обоснованной, но и экологически необходимой задачей. Ранее в ИМЕТ РАН были проведены исследования по извлечению ванадия и никеля из зол от сжигания мазута с Конаковской ГРЭС, результаты которых показали потенциал мазутных зол как источника ванадия и никеля [3]. Однако из-за различий в химическом и фазовом составе зол от сжигания мазута различных ТЭС, необходимо продолжение исследований.

В работе было исследовано извлечение ванадия и никеля из двух образцов зол Мурманской ТЭС – золошлама и золы уноса. Золошлам содержит 11,47 % V_2O_5 и 3,32 % NiO и образуется непосредственно в котлоагрегате, а зола уноса – 3,17 % V_2O_5 и 0,76% NiO и образуется в процессе хода топочных газов, собирается на фильтрах газоходов. Исследование включало в себя извлечение путём непосредственного выщелачивания водой или серной кислотой, и по схеме «окислительный обжиг-выщелачивание». Окислительный обжиг проводился с добавкой карбоната натрия с целью перевести ванадий в водорастворимые ванадаты. Огарок после обжига выщелачивался водой, а для доизвлечения оставшегося V_2O_5 проводили сернокислотное выщелачивание. В результате наиболее высокие степени извлечения V_2O_5 в раствор из золошлама были достигнуты при переработке по схеме с окислительным обжигом при температуре 900 °С с добавкой 24 % Na_2CO_3 . Никель в этих условиях практически не извлекается. Для золы уноса наиболее полное извлечение ванадия и никеля происходит при непосредственном водном выщелачивании водой или 3 % раствором серной кислоты.

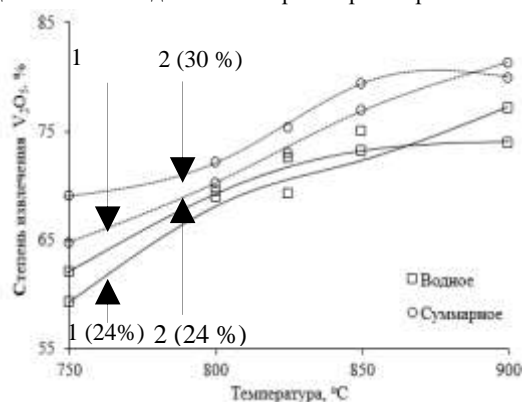


Рис. 1. Зависимость степени извлечения V_2O_5 из золошлама от температуры окислительного обжига при различных добавках Na_2CO_3
1 – 24 % Na_2CO_3 , 2 – 30 % Na_2CO_3 .

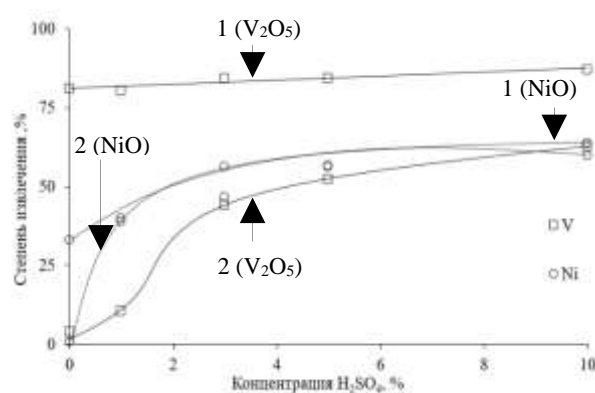


Рис. 2. Зависимость степени извлечения ванадия и никеля от концентрации серной кислоты
1 – зола-уноса, 2 – золошлам.

Работа выполнена при поддержке Фонда содействия инновациям в рамках программы «УМНИК» по договору № 14916ГУ/2019 от 19.12.2019.

Литература

1. Хаджиев С. Н., Шпирт М. Я. Микроэлементы в нефтях и продуктах их переработки // Ин-т нефтехимического синтеза им. А. В. Топчиева РАН. М.: Наука. – 2012. – С. 3-76.
2. Минин В. А. Характеристика теплоснабжения небольших населенных пунктов Мурманской области // Труды Кольского научного центра РАН. – 2014. – №. 7 (26).
3. Goncharov K. V. et al. Processing of fuel oil ash from thermal power plant with extraction of vanadium and nickel //Non-Ferr. Met. – 2020. – Т. 1. – С. 3-7.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ОЧИСТКИ ПИТЬЕВОЙ ВОДЫ НА ОСНОВЕ МИНЕРАЛЬНЫХ СОРБЕНТОВ
Кольцова А.В.**

Научный руководитель доцент А.П. Чернова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С развитием современной индустрии, сельскохозяйственной деятельности и ряда других причин происходит ухудшение качества воды. В связи с этим токсичные соединения, содержащиеся в питьевой воде, накапливаются в организме человека и отравляют его [1]. Решение этой проблемы способствовало появлению различных методов очистки питьевой воды от органических и неорганических соединений. Однако технологические процессы, применяемые сегодня, отличаются сложным исполнением и высокой стоимостью реализации. В настоящее время наиболее перспективным методом очистки питьевых вод, среди существующих, является сорбционный метод водоочистки [2]. Этот способ можно реализовать с использованием сорбентов на основе минерального сырья. Внедрение отечественных сорбентов имеет ряд преимуществ по сравнению с использованием импортных, а именно: существенное снижение затрат на производство и использование, развитие отечественной промышленности и увеличение экономического роста страны.

Данная статья посвящена исследованию сорбционной эффективности отечественных минеральных сорбентов для очистки питьевой воды от ионов Fe^{2+} , Ni^{2+} , Mn^{2+} , Cu^{2+} , Zn^{2+} , Cd^{2+} , Pb^{2+} , Cl^- , NO_3^- . Параллельно приведено исследование сорбции ионов кальция и магния (общая жесткость), а также показатель кислотности воды.

В качестве объектов исследования были выбраны сорбенты, месторождения которых находятся на территории Российской Федерации, а именно: палыгорскит 0-200 мкм (Борщевское месторождение, Калужской области), равнообъемная смесь сорбентов (вулканический цеолит – 30,2 %, трепел – 16,8 %, глауконитовый песок – 46,8 % и вермикулит – 6,2 %) 0-500 мкм и трепел с 20 (мас. %) CaO 0-500 мкм (Зикеевское месторождение, Калужской области).

Исследование эффективности сорбции минеральных сорбентов было проведено на модельных растворах. Модельные растворы, содержащие ионы Fe^{2+} , Ni^{2+} , Mn^{2+} , Cu^{2+} , Zn^{2+} , Cd^{2+} , Pb^{2+} , Cl^- , NO_3^- готовились из солей $FeSO_4(NH_4)_2SO_4 \cdot 6H_2O$ (соль Мора), $NiSO_4$, $MnSO_4$, $CuSO_4$, $ZnCl_2$, $CdCl_2$, $Pb(NO_3)_2$, KCl , KNO_3 соответственно с концентрацией от 1000 мг/л до 1 мг/л в зависимости от значения ПДК для питьевой воды. Кроме этого, исследовали сорбцию метиленового голубого на природных сорбентах, с исходной концентрацией 10 мг/л. Количественное содержание ионов до и после сорбции определяли методами спектрофотометрии на приборе UNICO 1201 для ионов Fe^{2+} , ($\lambda = 430$ нм), Ni^{2+} , ($\lambda = 475$ нм), метиленового голубого ($\lambda = 662$ нм), потенциометрии на иономере ИТАН для ионов Cl^- , NO_3^- , инверсионной вольтамперометрии по методике 08-47/203, ФР.1.29.2010.07102 на вольтамперметре СТА-2 (г. Томск) для ионов Mn^{2+} , Cu^{2+} , Zn^{2+} , Cd^{2+} , Pb^{2+} .

Сорбционную емкость A_e ($мг \cdot г^{-1}$) рассчитывали по формуле (1):

$$A_e = \frac{(C_0 - C_e)V}{m}, \quad (1)$$

где A_e – сорбционная емкость, $мг \cdot г^{-1}$; C_0 – исходная концентрация, $мг \cdot л^{-1}$; C_e – равновесная концентрация, $мг \cdot л^{-1}$; V – объем, л; m – масса, г.

Результаты исследования сорбционной емкости на основе минеральных сорбентов представлены в таблице 1.

Для определения жесткости воды проведено титрование пробы раствором трилона Б (0,2 Н) при pH=10 в присутствии индикатора Эриохром черный.

Жесткость рассчитывали по формуле (2):

$$Ж_{общ.} = \frac{C_{тр} \cdot V_{тр} \cdot 1000}{V}, \quad (2)$$

где $C_{тр}$ – концентрация раствора трилона Б, $моль/дм^3$ КВЭ, $V_{тр}$ – объем раствора трилона Б, пошедшего на титрование пробы, $см^3$, V – объем пробы воды, взятый для титрования, $см^3$.

Полученные результаты исследования жесткости воды до и после сорбции представлены в таблице 2.

Определение показателя pH водопроводной воды до и после сорбции проводилось методом потенциометрии.

Результаты исследования кислотности водопроводной воды до и после сорбции представлены в таблице 3.

СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Таблица 1

Значение сорбционной емкости минеральных сорбентов ($P = 0,95; n = 3$)

Адсорбат	Исходная концентрация, мг·л ⁻¹	Сорбционная емкость, мг·г ⁻¹		
		Пальгорскит 0-200 мкм	Смесь сорбентов 0-500 мкм	Трепел с 20 (мас. %) СаО 0-500 мкм
Fe ²⁺	2,659 ± 0,008	0,029 ± 0,007	0,145 ± 0,001	0,043 ± 0,007
Ni ²⁺	4,06 ± 0,07	2,74 ± 0,07	3,72 ± 0,035	3,79 ± 0,035
Mn ²⁺	30 ± 8	19,8 ± 5,5	26,8 ± 7,2	24,2 ± 6,6
Cu ²⁺	9,6 ± 1,8	9,5 ± 1,8	9,5 ± 1,8	9,5 ± 1,8
Zn ²⁺	6,6 ± 2	6,49 ± 1,97	6,58 ± 1,99	6,58 ± 1,99
Cd ²⁺	9,7 ± 2,3	9,6 ± 2,3	9,6 ± 2,3	9,7 ± 2,3
Pb ²⁺	8,5 ± 1,8	8,5 ± 1,8	7,9 ± 1,7	8,4 ± 1,8
Cl ⁻	688 ± 69	41 ± 4	-	-
NO ₃ ⁻	6,6 ± 0,8	-	-	-
Метиленовый голубой	6,05 ± 0,06	4,4 ± 2,9	1,58 ± 0,06	4,31 ± 0,11

- превышение исходной концентрации.

Таблица 2

Значение жесткости воды до и после сорбции в статических условиях ($P = 0,95; n = 3$)

До сорбции, ммоль/л	После сорбции, ммоль/л		
	Пальгорскит 0-200 мкм	Смесь сорбентов 0-500 мкм	Трепел с 20 (мас. %) СаО 0-500 мкм
5,67 ± 0,36	6,0 ± 0,3	2,33 ± 0,12	2,0 ± 0,1

Таблица 3

Значение кислотности водопроводной воды до и после сорбции ($P = 0,95; n = 3$)

До сорбции	После сорбции		
	Пальгорскит 0-200 мкм	Смесь сорбентов 0-500 мкм	Трепел с 20 (мас. %) СаО 0-500 мкм
7,08 ± 0,02	7,82 ± 0,22	9,2 ± 0,1	9,25 ± 0,09

Было установлено, что наибольшую сорбционную эффективность (более 55%) по отношению к ионам тяжелых металлов, хлорид ионам и метиленовому голубому имеет пальгорскит (таблица 1). Однако он имеет неудовлетворительный показатель по сорбции ионов жесткости. В тоже время показано, что модифицированный трепел оксидом кальция можно использовать для умягчения водопроводной воды, значение которой уменьшилось в 3 раза (таблица 2). Также стоит отметить, что все исследуемые образцы минеральных сорбентов привели к смещению кислотности в щелочную область за счет наличия кремния и/или алюминия в составе минерала.

Несмотря на это, считаем, что проведенное исследование продемонстрировало возможность использования выбранных сорбентов в процессе водоочистки. Для внедрения сорбентов в промышленных масштабах, необходимо проводить дополнительные исследования для определения оптимальных условий их использования, а также оценить экономическую целесообразность применения таких сорбентов в сравнении с другими методами очистки воды.

Литература

1. Танасова А. С., Зайцев И. В. Влияние антропогенного загрязнения вод металлами на здоровье населения индустриально-нагруженного региона // Тенденции развития науки и образования. – 2016. – №. 14-3. – С. 40-42.
2. Юрмазова Т. А. и др. Адсорбция нефтепродуктов и неорганических ионов на минеральном сорбенте // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – №. 5. – С. 125-134.

ВЛИЯНИЕ СОСТАВА СЫРЬЯ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА НА ОКТАНОВОЕ ЧИСЛО И ВЫХОД ЦЕЛЕВОГО ПРОДУКТА

Кондрашева Е.И.

Научный руководитель к.т.н., доцент Е.С. Чернякова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целевым назначением процесса каталитического риформинга является получение [1]:

- 1) высокооктановых компонентов автомобильных бензинов;
- 2) индивидуальных ароматических углеводородов, таких как бензол, толуол, ксилол;
- 3) водородсодержащего газа для использования в других промышленных процессах с потреблением водорода (гидроочистка, гидрокрекинг, изомеризация и др.).

В качестве сырья обычно используется стабильная гидроочищенная фракция нефти, выкипающая в пределах от 85 до 180 °С. В этом широком интервале температуры распределение индивидуальных компонентов может значительно отличаться, что оказывает значительное влияние на выход и октановое число продукта.

Целью данной работы является анализ влияния сырья на качественные (содержание ароматических углеводородов и октановое число) и количественные (выход риформата) характеристики целевого продукта с использованием математической модели процесса риформинга.

В качестве исходных данных для исследования были использованы экспериментальные данные – результаты хроматографического анализа трех различных образцов сырья (нафты). Групповое распределение углеводородов в исследуемых образцах сырья представлено на рисунке 1.

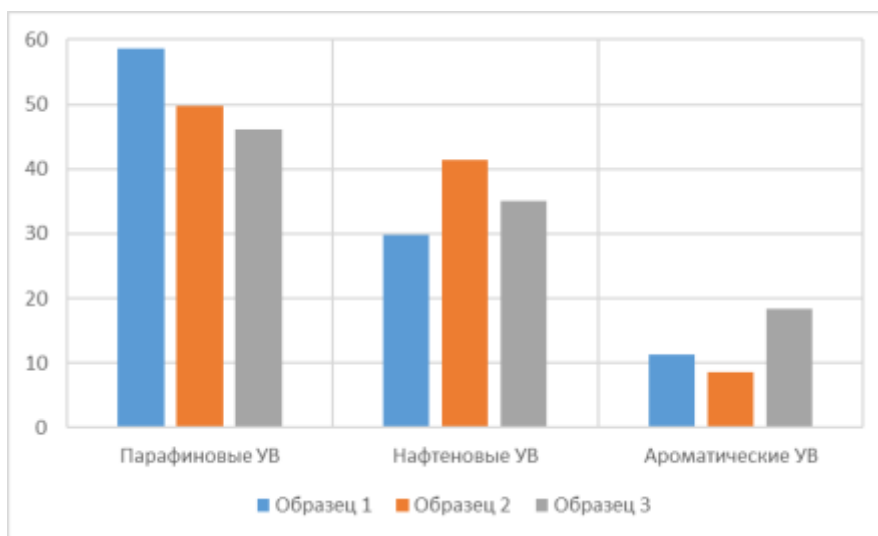


Рис. 1. Групповой состав образцов сырья, % масс.

Анализ сырья процесса показал, что наибольшим содержанием парафиновых углеводородов (58,66 % масс.) обладает образец 1, нафтенных углеводородов (41,34 % масс.) – образец 2, ароматических углеводородов (18,36 % масс.) – образец 3.

Распределение компонентов по группам парафиновые, нафтенные и ароматические углеводороды в сырье 1 составили 58,66, 29,78, 11,42 % масс., соответственно. В сырье 2 – 49,83, 41,34, 8,64 % масс., в сырье 3 – 46,07, 35,04, 18,36 % масс, соответственно.

Для того, чтобы проанализировать влияние состава сырья каталитического риформинга на основные характеристики целевого продукта были оценены экспериментальные данные хроматографического анализа трех образцов продукта (риформата), которые соответствуют приведенным выше образцам сырья (таблица).

Таблица

Характеристики риформата

Параметр	Групповой состав образцов, % масс.			ОЧИ
	Парафиновые УВ	Нафтенные УВ	Ароматические УВ	
Образец 1	38,89	2,15	57,93	95,2
Образец 2	35,95	2,06	61,14	98,0
Образец 3	33,12	2,38	63,99	99,6

Совместный анализ составов сырья и риформата (рис. 1, табл.), показывает, что при переработке сырья с высоким содержанием парафиновых углеводородов (образец 1) в риформате образуется наименьшее содержание ароматических углеводородов (57,93 % масс.) и наибольшее парафиновых углеводородов (38,89 % масс.), что приводит к низким значениям октанового числа (95,2 пункта). При переработке сырья с высоким содержанием нафтенных и ароматических углеводородов (образцы 2 и 3), в риформате образуется больше ароматических

СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

углеводородов (61,14 и 63,99 % масс.), что ведет к повышению октанового числа риформата – 98,0 и 99,6 пунктов по исследовательскому методу, соответственно.

Прогнозирование режимов работы установки каталитического риформинга и разработка рекомендаций по повышению качественных и количественных характеристик риформата сложно выполнить только на основе анализа экспериментальных данных, так как в процессе эксплуатации промышленной установки состав сырья, поступающего на переработку, изменяется. Наиболее эффективно оценить эти изменения и оперативно откорректировать параметры технологического режима возможно с применением цифровых двойников, которые в настоящее время активно разрабатываются и внедряются в производство [3].

В рамках данной работы анализ показателей эффективности процесса риформирования бензиновой фракций также был выполнен с помощью математической модели, разработанной на базе Томского политехнического университета, для повышения качественных и количественных характеристик целевого продукта [2]. Данная модель позволяет учесть особенности процесса, с её помощью можно подобрать подходящий катализатор, предсказать выход и качество продукта, проанализировать влияние сырья на материальный баланс процесса.

Результаты расчета приведены на рисунке 2. Расчет выполнялся в режиме исследования влияния состава сырья с учетом следующих технологических параметров: температура процесса – 498 °С, расход сырья – 60 м³/ч, водорода в ВСГ – 80 %, кратность циркуляции ВСГ – 1365 м³/м³.

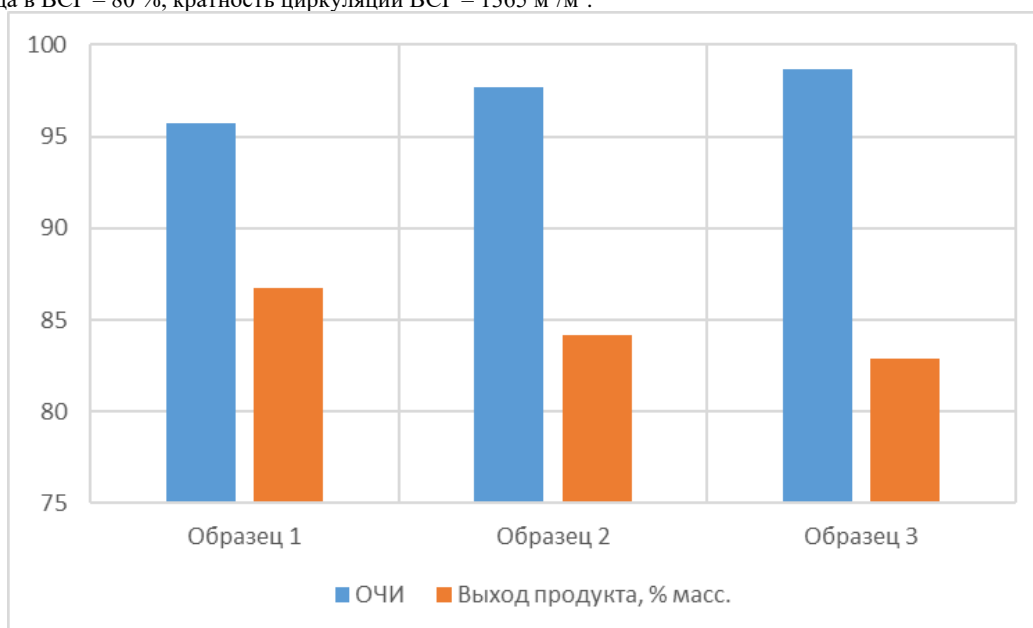


Рис. 2. Характеристики риформата (расчет на модели)

С помощью проведенных исследований по влиянию состава сырья было установлено, что использование сырья различного состава приводит к получению продукта с различным содержанием ароматических углеводородов, и, следовательно, к разным значениям октанового числа и выхода продукта. В результате исследования выявлено, что применение сырья с минимальным содержанием парафиновых углеводородов и высоким значением нафтеновых и ароматических углеводородов приводит к увеличению выхода ароматических углеводородов на 6 % масс., повышению выхода риформата на 3,8 % масс., увеличению октанового числа на 3 пункта по исследовательскому методу.

Исследования выполнены при поддержке Российского научного фонда, проект № 19-71-10015-п.

Литература

1. Заботин Л. И. Химия и технология вторичных процессов переработки нефти: Учеб. пособие // Самара: Самар. гос. техн. ун-т. – 2014.
2. Кравцов А. В. и др. Компьютерное прогнозирование работы промышленных катализаторов процессов риформинга и изомеризации углеводородов бензиновой фракции: учебное пособие/Томский политехнический университет // Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2010.
3. Царев М. В., Андреев Ю. С. Цифровые двойники в промышленности: история развития, классификация, технологии, сценарии использования // Известия высших учебных заведений. Приборостроение. – 2021. – Т. 64. – №. 7. – С. 517-531.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ИЗОМЕРИЗАЦИИ ГЕПТАНОВОЙ ФРАКЦИИ
Копычева У.Н.

Научный руководитель доцент В.А. Чузлов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ключевой продукт нефтеперерабатывающей индустрии – это товарные бензины, они занимают более 30 % потребительского рынка. Повестка ESG диктует тренд на повышение экологичности выпускаемой продукции, поэтому важно усовершенствовать действующие процессы и создавать новые технологии, соответствующие современным требованиям рынка. Одним из таких процессов является каталитическая изомеризация компонентов C_7 - C_8 , инновационная технология, направленная на выпуск экологически чистых и высокооктановых компонентов товарного бензина. В данном процессе, в качестве сырья, используется фракция $62-105^{\circ}C$ ($70-105^{\circ}C$), продуктом являются разветвлённые углеводороды C_7 - C_8 , имеющие высокое значение октанового числа. Технология изомеризации гептан-октановой фракции не имеет промышленной реализации в России, поэтому необходимо создать математическую модель нового производства, для его изучения, анализа, оптимизации и масштабирования.

Исходными данными для создания модели являются данные с лабораторной установки каталитической изомеризации фракции C_7 . Концептуальная схема промышленного процесса представлена на рис. 1. Продукты данного процесса имеют низкое содержание ароматических компонентов в своем составе.

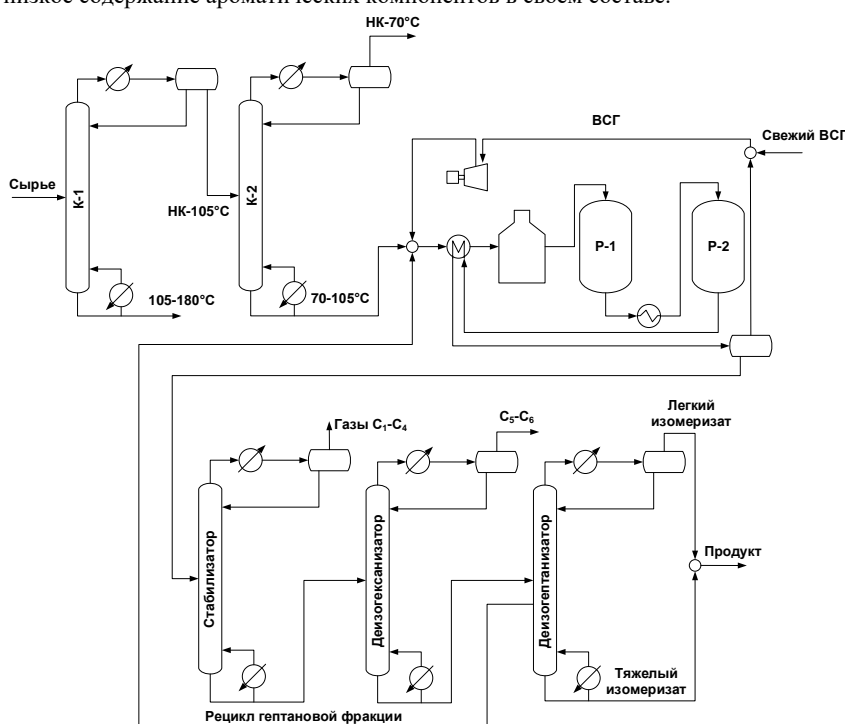


Рис. 1. Концептуальная схема технологического процесса изомеризации гептановой фракции

Технологическая установка включает в себя блок ректификации гидроочищенного сырья, реакторный блок и блок стабилизации изомеризата. Среднее октановое число продуктовой фракции равно 82 пункта.

Ректификационная колонна K-1 служит для отделения фракции НК-105 °С из сырьевого потока, поступающего с блока гидроочистки. Дистиллят с колонны K-1 поступает на разделение в ректификационную колонну K-2, где кубом колонны выделяется фракция 70-105 °С. После смешения с ВСГ и рециркулирующим потоком, гептановая фракция поступает в реакторный блок, который включает в себя два последовательно расположенных реактора изомеризации. После рекуперации тепла, изомеризат-сырец направляется на блок стабилизации. Данный блок включает в себя колонну-стабилизатор для выделения легких газов C_1 - C_4 , колонну-деизогексанизатор и колонну-деизогептанализатор, где происходит разделение малоразветвленных компонентов и продуктового изомеризата.

В основу математической модели входит формализованная схема химических реакций, протекающих в моделируемом технологическом процессе. При составлении перечня химических реакций, учитывается термодинамика процесса каталитической изомеризации компонентов C_7 и данные аналитического контроля, полученные с лабораторной установки.

Математическая модель процесса изомеризации гептановой фракции представлена системой дифференциальных уравнений, описывающие реактор идеального вытеснения. В модели учтены уравнения материального и теплового баланса. Программная реализация модели выполнена на языке программирования высокого уровня. Кинетические параметры предложенной математической модели были определены решением обратной кинетической задачи.

СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Сходимость разработанной модели процесса каталитической изомеризации гептановой фракции была оценена путем сопоставления расчетных данных, полученных в результате моделирования, и набора данных аналитического контроля с лабораторной установки (рис. 2).

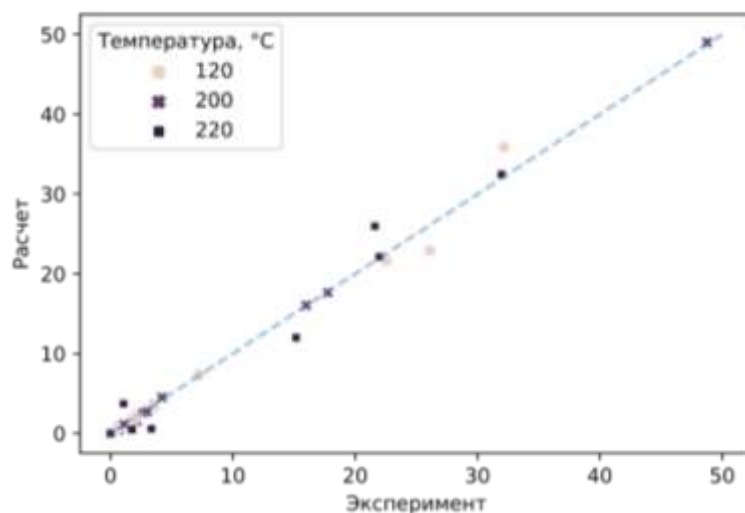


Рис. 2. Оценка адекватности разработанной модели

По результатам анализа расчетных и экспериментальных данных, абсолютное отклонение расчетных значений компонентного состава продукта не превышает 5 %, что позволяет применять разработанную математическую модель для исследования процесса изомеризации C_7 . В дальнейшем модель может быть также использована при масштабировании технологии.

В разработанной математической модели возможно проводить цифровые эксперименты для подбора оптимального режима, а также возможно оценить влияния варьируемых параметров на качество получаемого изомеризата, например: компонентного состава сырья, температурного профиля в реакционной зоне, давления и соотношения ВСГ/углеводороды.

На основании проведенных исследований в математической модели сформированы рекомендации для повышения эффективности технологического процесса:

1. Если в составе сырья более 50 % масс. компонентов C_7+ , то рекомендуется поддерживать температуру в реакторе изомеризации в интервале 185–190 °С для снижения скорости побочных реакций гидрокрекинга, при этом повышается конверсия, увеличивая октановое число по исследовательскому методу до 87 пунктов;

2. Для сырьевого потока, включающего в 35–45 % масс. компонентов C_6 рекомендуется повышение температуры до 210 °С с целью увеличения конверсии $n-C_6$ в разветвленные изомеры. Для данного типа сырья повышение температуры процесса приводит к незначительному снижению выхода изомеризата, однако прирост октанового числа составляет примерно 2 пункта по исследовательскому методу.

3. Сырье с содержанием ароматических и нафтеновых компонентов в диапазоне 20–25 % масс. требует ведение процесса изомеризации при повышенных температурах (215–225 °С), это позволяет интенсифицировать реакции превращения нафтенов в изо-алканы.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента Российской Федерации МК-2911.2022.4.

Литература

1. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учеб. Пособие для ВУЗов. - Уфа: Изд. - «Гилем», 2002. - 672 с.
2. Ахметов С. А. и др. Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа // М.: Химия. – 2005. – Т. 736. – С. 6.
3. Шакун А. Н., Федорова М. Л. Способ изомеризации легких бензиновых фракций, содержащих C_7 - C_8 парафиновые углеводороды. – 2011.

**КОМПЛЕКСНАЯ ПИРОМЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ ПЕРЕРАБОТКА
КВАРЦ-ЛЕЙКОКСЕНОVOГО КОНЦЕНТРАТА**

Кузин Е.Н.

Научный руководитель профессор Н.Е. Кручинина

Российский химико-технологический университет им. Д. И. Менделеева, г. Москва, Россия

Вопросам переработки крупнотоннажных минеральных отходов уделяется все больше внимания. Так, множество ценных побочных продуктов разработки месторождений полезных ископаемых не перерабатываются в настоящее время и приобретая статус отходов направляются на постоянное размещение на шлакоотвалы.

Одним из примеров подобного недооцененного «отхода» является кварц-лейкоксен – побочный продукт добычи сланцевой нефти при разработке Пижемского и Ярегского нефтетитановых месторождений Тимана. Вопросам переработки подобного сырья посвящено достаточное количество работ, при этом наиболее эффективной технологией является предварительный магнетизирующий или восстановительный обжиг с последующим автоклавным выщелачивание [1, 2]. Предлагаемая авторами из ИМЕТ РАН им. А. А. Байкова комплексная технология позволяет комплексно перерабатывать кварц-лейкоксен с получением синтетического рутила, волластонита и диоксида кремния. Полученный рутиловый концентрат направляют на дальнейшее селективное хлорирование с получением тетрахлорида титана, который затем методом парогазовой конверсии перерабатывают в диоксид титана.

Предлагаемая автором статьи технология переработки представляет из себя пирометаллургическую конверсию в присутствии оксидных добавок описываемую реакциями 1 – 4 с получением различных титанатов.



Все указанные процессы осуществимы при температурах 1300-1350 °С для оксидов кальция и магния, 1450 °С для оксидов железа и 1550 °С для оксида алюминия. Укрупненная схема переработки представлена на рис. 1.

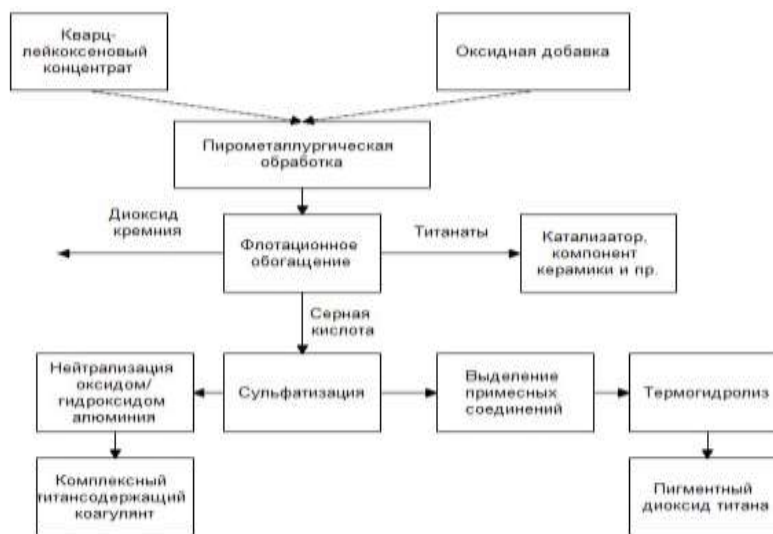


Рис. 1. Концептуальная схема процесса пирометаллургической переработки

Из данных, представленных на схеме рис. 1, видно, что пирометаллургическая переработка кварц-лейкоксенового концентрата в присутствии различных оксидных добавок позволяет получать широкий спектр неорганических продуктов (катализаторы, сорбенты, коагулянты и пр.), а значит является актуальной и позволит сделать шаг к решению проблемы накопления огромных объемов «отходов».

Литература

1. Занавескин К. Л. Влияние химического и гранулометрического состава кварц-лейкоксенового концентрата на его переработку в тетрахлорид титана в реакторах кипящего слоя // Цветные металлы. – 2022. – №. 8. – С. 45-55.
2. Садыхов Г. Б. и др. О комплексном использовании лейкоксеновых руд Ярегского месторождения с получением синтетических рутила и волластонита и попутным извлечением редких и редкоземельных элементов // Металлы. – 2016. – №. 6. – С. 3-10.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИКИ РЕАКТОРА ЕСТЕСТВЕННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ
ДЛЯ СЕЛЕКТИВНОЙ ТРИМЕРИЗАЦИИ ЭТИЛЕНА В ГЕКСЕН-1

Кульчаковский П.И.^{1,2}, Ермолаев В.С.³, Рускин О.А.²

Научный руководитель к.т.н., научный сотрудник Н.С. Белинская¹

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

²ООО НИОСТ, г. Томск, Россия

³Технологический институт сверхтвердых и новых углеродных материалов, г. Троицк, Россия

В настоящее время в промышленности распространен процесс производства линейных альфа-олефинов, в частности гексена-1, который широко применяется в качестве сомомера при производстве линейного полиэтилена низкой плотности (linear low density polyethylene, LLDPE). Одним из наиболее эффективных способов синтеза гексена-1 является селективная тримеризация этилена на хромсодержащих катализаторах [1]. При этом с практической точки зрения важной задачей при разработке технологии является подбор оптимального аппаратного оформления реакторного узла. Так при выборе аппарата следует предусмотреть отсутствие «мертвых зон», а также возможности образования «горячих пятен». Кроме того, необходимо обеспечить интенсификацию процессов тепло- и массообмена. Примером такого реактора может являться эрлифтный аппарат с естественной циркуляцией реакционной массы, описанный в патенте [2].

Аппарат выполнен в виде вертикального трубчатого теплообменника, в верхней зоне которого происходит отделение газовой и жидкой фаз. Трубы в трубной решетке поделены на барботажные и циркуляционные. Нижние концы циркуляционных труб выведены под трубную решетку на расстояние l . Нижняя часть реактора выполнена в виде барботажной колонны, в которую подаются жидкая и газовая фазы. Диаметр и количество входных отверстий выбираются исходя из условий работы.

Попытки определения структуры газожидкостного потока в газлифтном реакторе подобной конструкции были предприняты авторами в [3]. Результаты исследований при малых приведенных скоростях газа ($w_r < 0,1$ м/с) показали формирование в барботажных трубах пузырькового режима течения с распределением отдельных пузырей различных размеров, не зависящих от условий входа газа в трубу. Также было показано, что при приведенных скоростях газа более 10 м/с режим переходит в стержневой, в котором основная масса газа движется в центре трубы, окруженная восходящим потоком жидкости.

Для определения скорости циркуляции жидкости и газо-жидкостной смеси в трубах целесообразно провести анализ распределения давлений в верхней и нижней частях реактора и установить уравнение расчета сопротивления по газовой фазе. Так была оценена приведенная скорость движения газовой фазы 0,052 м/с и приведенная скорость жидкой фазы 0,16 м/с. Истинная скорость жидкости, выраженная через газосодержание, составляла 0,173 м/с.

Следует отметить, что представленная методика применялась для случая подвода газовой фазы непосредственно в барботажные трубки. Для уточнения расчета был проведен численный эксперимент, поскольку прямое оптическое исследование газораспределения затруднено по причине высокого давления процесса (0,5–19 МПа [1]). В частности, в данной работе описываются результаты исследования гидродинамики процесса в модели, созданной в ПО OpenFOAM v6. Однако, следует отметить, что прямое численное моделирование промышленных аппаратов большого объема сопряжено с потребностью в значительных вычислительных ресурсах, а также проблемах с численной сходимостью при интегрировании методом конечных объемов. По этой причине исследование было разделено на две подзадачи:

- определение характеристик течения среды и газораспределения в нижней части аппарата, эллиптическом днище;
- определение характеристик течения среды и газораспределения в модельной части трубного пространства – трех трубках аппарата.

В качестве математической модели тепло-массопереноса в реакторе принята модель взаимопроникающих сред в постановке Эйлер-Эйлер (reactingEulerFoam solver). Основными особенностями модели являются:

- учет механики взаимодействия сред и его влияние на совместное течение;
- учет переходов между фазами;
- учет эффектов инерции за счет использования понятия присоединенных масс;
- учет тепло- и массообмена как внутри фаз, так и между ними.

Расчеты проводились с использованием модели Шиллера-Науманна для описания межфазного трения, закона Генри для описания межфазной диффузии и корреляции из работы Нессета [4] для оценки среднего диаметра пузырьков газа по Сотеру (1,68 мм):

$$d_{32} = 0.289 \rho_L^{-0.552} \mu_L^{-0.048} \sigma^{0.442} U_G^{-0.124},$$

где d_{32} – диаметр по Сотеру, м; ρ_L – плотность жидкой фазы, кг/м³; μ_L – динамическая вязкость жидкости, Па*с; σ – поверхностное натяжение, Н/м; U_G – скорость газа, м/с.

Результаты расчета эллиптического днища приведены на рисунке 1.

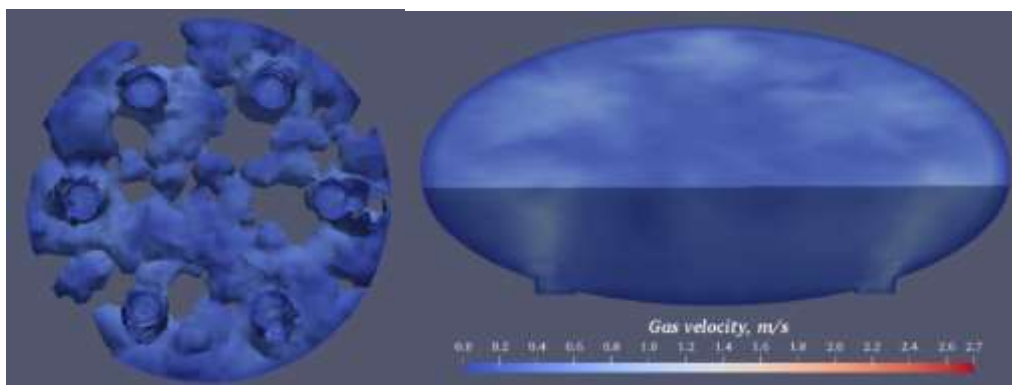


Рис. 1. Изоповерхности газовой фазы и скорость газа в эллиптическом днище реактора

Таким образом, математическое моделирование позволило подобрать оптимальные геометрические характеристики эллиптического днища, в частности подобрать конфигурацию газоподводящих штуцеров, обеспечивающую равномерное газораспределение для распределения по барботажным трубам.

Результаты расчета модельной части трубного пространства приведены на рисунке 2.

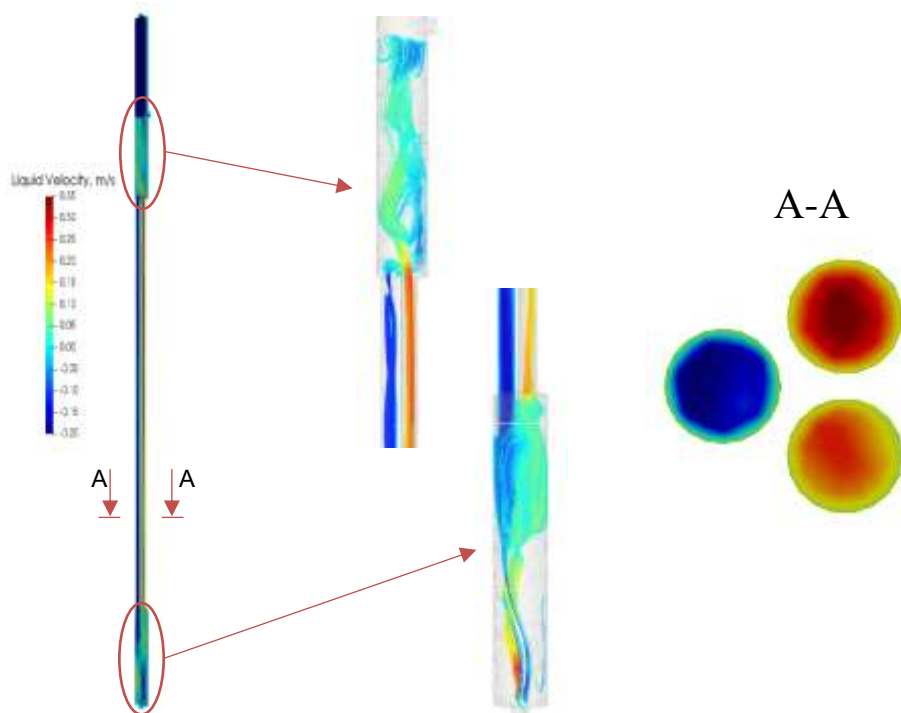


Рис. 2. Линии тока и скорость жидкости в модельной сборке циркуляционных труб

Из рисунка видно, что в аппарате возникает естественная циркуляция – положительные и отрицательные скорости соответствуют восходящему потоку, возникающему в коротких трубках, и нисходящему потоку в удлиненных трубках соответственно. Также моделирование позволило по линиям тока определить характерную высоту верхней части аппарата, способствующую снижению турбулентности потока, а следовательно, и оптимальному разделению газожидкостного потока.

Помимо прочего из рисунка видно, что истинные скорости жидкой фазы в трубах находятся в диапазонах, которые соответствуют скоростям, определенным по методике из работы [3]. Таким образом, можно сделать вывод о том, что результаты CFD-моделирования с высокой степенью точности согласуются с инженерной методикой.

Литература

1. Белов Г. П. Каталитический синтез высших олефинов из этилена // Катализ в промышленности. – 2014. – №. 3. – С. 13-19.
2. Патент wo2021137713 // Process for trimerization of ethylene and apparatus for trimerization of ethylene.
3. Соколов В.Н., Доманский И.В. Газожидкостные реакторы. - 1-е изд. - Л.: Машиностроение, 1976. - 216 с.
4. Nessel J. E. Modeling the Sauter mean bubble diameter in mechanical forced-air flotation machines. – 2011.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКИ
ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ НИЗКОЗАСТЫВАЮЩЕГО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА**

Лакизо Т.А., Морозова Я.П.

Научный руководитель доцент М.В. Киргина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время происходит активное освоение северных территорий ведущими нефтедобывающими компаниями. К таким территориям можно отнести континентальный шельф, богатый полезными ископаемыми. По данным источника [3], извлекаемые углеводородные ресурсы российского континентального шельфа оцениваются в 98,7 млрд т нефти и газа, а также там находится около 25 % всего российского углеводородного сырья.

Ввиду суровых климатических условий освоение данных территорий является затруднительным из-за проблем с эксплуатацией различной техники, работающей на дизельном топливе, которое должно обладать низкой температурой застывания. Решить данную проблему помогает использование депрессорных присадок, снижающих данную характеристику.

В соответствии с [2], существует два основных подхода к описанию механизма действия депрессорных присадок (адсорбционный и сокристаллизационный). В соответствии с адсорбционным механизмом молекула депрессора сорбируется на поверхности кристалла парафина полярной частью, при этом неполярная его часть обращена в среду и препятствует ассоциации кристаллов парафина. При сокристаллизации молекула депрессора, наоборот, неполярной частью встраивается в кристалл парафина, а полярная часть мешает новым молекулам осесть на кристалле. В состав депрессорных присадок могут входить сополимеры олефинов с винилацетатом, полиакрилаты, азотсодержащие ПАВ различного строения, высокомолекулярные полимеры. Механизм действия присадок и их состав определяют эффективность их действия.

Целью работы является сравнение эффективности трех депрессорных присадок на образце прямогонного дизельного топлива.

Были приготовлены смеси прямогонного дизельного топлива и трех депрессорных присадок в концентрации 0,5 у.е., 0,7 у.е., 1 у.е., 1,5 у.е. и 2 у.е. (1 у.е. – концентрация, рекомендованная производителем). Далее согласно методике, представленной в [1], была определена температура застывания образцов прямогонного дизельного топлива и приготовленных смесей. Полученные результаты представлены в таблице.

Таблица

Результаты определения температуры застывания смесей

Концентрация присадки, у.е.	Температура застывания, °С		
	Депрессорная присадка №1	Депрессорная присадка №2	Депрессорная присадка №3
0,0	-11		
0,5	-38	-34	-28
0,7	-38	-34	-36
1,0	-42	-40	-43
1,5	-43	-41	-43
2,0	-45	-42	-44

Согласно данным (таблица), при использовании всех депрессорных присадок с повышением концентрации температура застывания существенно снижается и достигает минимума при концентрации 2,0 у.е.

Депрессорная присадка №1 уже в концентрации 0,5 у.е. работает лучше остальных. Температура застывания данной смеси в этом случае равна -38 °С, что на 4 и 10 °С ниже температуры застывания смесей с депрессорными присадками № 2 и № 3, соответственно.

При использовании депрессорных присадок в концентрации 1,0 у.е. лучший результат показывает депрессорная присадка №3, температура застывания смеси составила -43 °С, что на 1 и 3 °С ниже температуры застывания образцов с депрессорными присадками № 1 и № 2.

При использовании депрессорной присадки №1 в концентрации 2,0 у.е. температурная депрессия составила 34 °С относительно исходного образца и 3 и 1 °С, соответственно, образцов с депрессорными присадками № 2 и № 3.

На основании этого, можно сделать вывод, что на данном образце дизельного топлива наиболее эффективной является депрессорная присадка № 1.

Литература

1. ГОСТ 20287-91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания. Утв. и введ. в действие постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 13.05.91 N 671 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200005428?ysclid=lf0x9v5b7f320263050>.
2. Данилов А. М. Применение присадок в топливах. – 2010.
3. Морские вести России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://morvesti.ru/analitika/1691/90216/?ysclid=lf0vp7a81q645093783>

ОКИСЛЕНИЕ ТОЛУОЛА КИСЛОРОДОМ БАРЬЕРНОГО РАЗРЯДА ПРИ РАЗЛИЧНОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ СТенок РЕАКТОРА

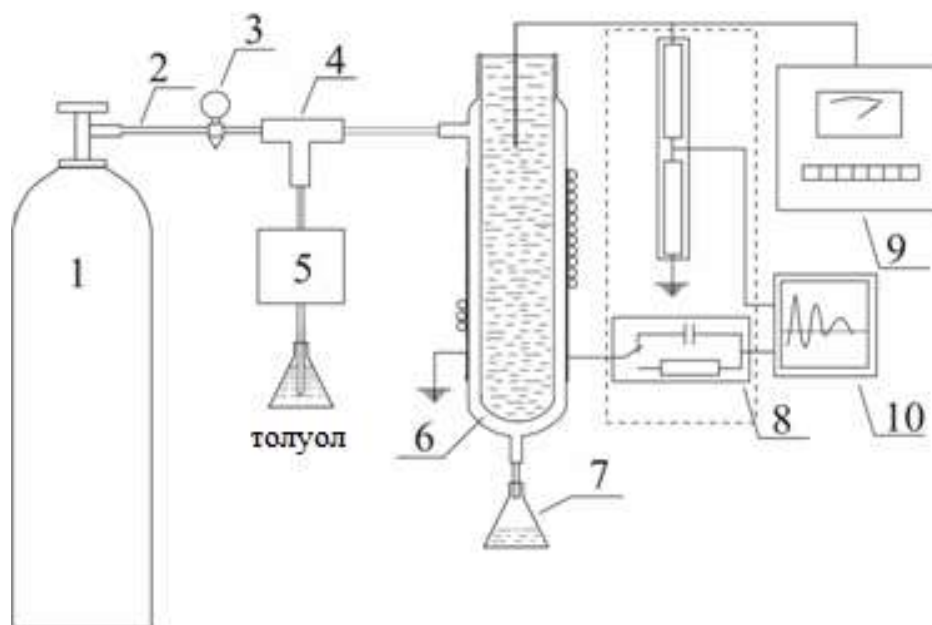
Лещик А.В.

Научный руководитель д.х.н., главный научный сотрудник С. В. Кудряшов
Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Окисление ароматических углеводородов является важным направлением органического синтеза. В промышленности используются методы с применением гомогенных и гетерогенных катализаторов. Существенные сложности, возникающие при их практической реализации, делают поиск альтернативных способов окисления ароматических углеводородов весьма актуальным, особенно в области одностадийных методов окисления. Ранее наш коллектив авторов занимался окислительной конверсией бензола в барьерном разряде при атмосферном давлении. Основным продуктом плазмохимического синтеза являлся фенол (до 80 % мас.) и гидрохинон (не более 4 % мас.) [1].

В данной работе представлены результаты одностадийного окисления толуола кислородом в плазме барьерного разряда, и экспериментальная зависимость различной температуры стенок реактора на основные параметры процесса.

Эксперименты проводились на установке, детально рассмотренной в работе [2]. Схематичное изображение установки представлено на рис. 1. Объемный расход толуола составлял 0,26 см³/мин, кислорода – 60 см³/мин. Время взаимодействия парогазовой смеси в разрядной зоне реактора составило 10,5 сек. Изменение температуры стенок реактора проводили в диапазоне от 12 °С до 40 °С. Анализ состава продуктов реакции проводился с использованием хроматографа HP 6890.



1 - газовый баллон с кислородом, 2 - газовая линия, 3 - регулировочный вентиль, 4 - смеситель, 5 - перистальтический насос, 6 - реактор, 7 - приёмник, 8 - система регистрации электрических параметров эксперимента, 9 - высоковольтный генератор, 10 - осциллограф.

Рис. 1. Схема экспериментальной установки с плазмохимическим реактором

Окисление толуола кислородом в барьерном разряде при различной температуре стенок реактора проиллюстрировано на рисунке 2. Из рисунка видно, что при повышении температуры стенок реактора с 12 °С до 40 °С конверсия толуола увеличилась с 0,8 % до 2,2 %. При этом энергозатраты упали с 14 кВт·ч/кг до 5 кВт·ч/кг.

Методом газовой хроматографии нам удалось идентифицировать более 80 % продуктов реакции. Основными продуктами окисления толуола кислородом в барьерном разряде являются крезолы, бензальдегид и бензиловый спирт (рис. 3). При повышении температуры процесса суммарное содержание крезолов (■) растет с 2 % мас. до 45 % мас. Также заметно увеличение содержания бензилового спирта (●) с 11 % мас. до 15 % мас.. Однако, при нагревании стенок реактора была установлена тенденция по снижению содержания бензальдегида (▲) в смеси продуктов реакции с 32,2 % мас. до 19,3 % мас.

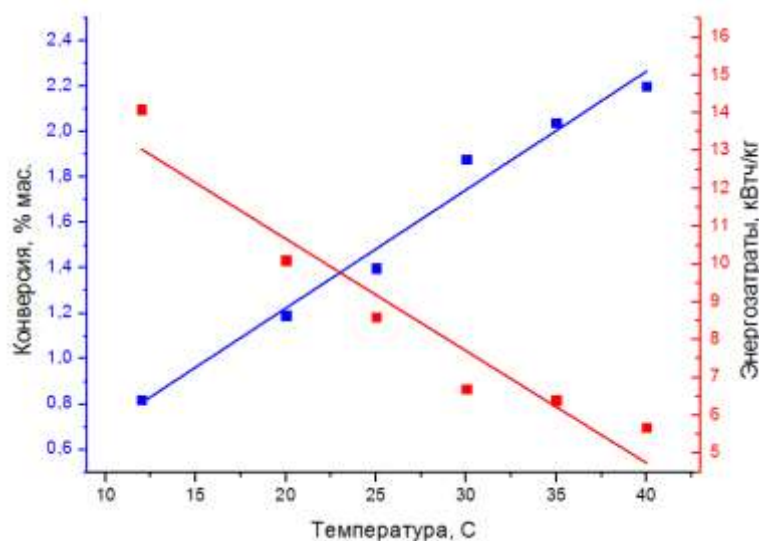
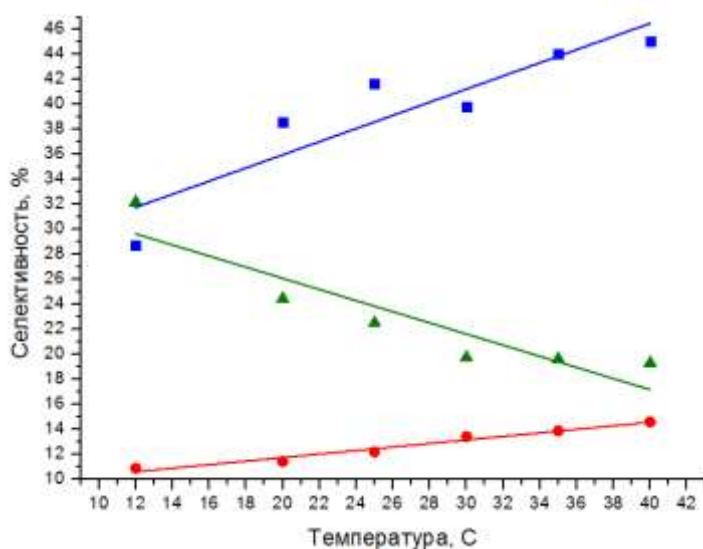


Рис. 2. Конверсия толуола при окислении его кислородом в барьерном разряде при различной температуре стенок реактора



■ - содержание крезолов в смеси (% мас.), ▲ - содержание бензальдегида в смеси (% мас.),
● – содержание бензилового спирта в смеси (% мас.)

Рис. 3. Состав продуктов окисления толуола кислородом в барьерном разряде при различной температуре стенок реактора

Изучены закономерности одностадийного окисления толуола кислородом в плазме барьерного разряда. Установлено, что температура стенок реактора влияет как на величину конверсии, так и на состав продуктов реакции. Основными продуктами реакции окисления толуола в барьерном разряде являются крезолы, бензальдегид и бензиловый спирт.

Таким образом, контроль температуры стенок реактора при окислении толуола кислородом в барьерном разряде позволяет варьировать содержание продуктов реакции и управлять величиной конверсии толуола.

Исследование выполнено в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации, проект FWRN-2021-0003.

Литература

1. Лещик А. В. и др. Прямое окисление бензола в фенол в реакторе с барьерным разрядом: влияние температуры реактора // Вестник Томского государственного университета. Химия. – 2022. – №. 27. – С. 54-62.
2. Лещик А. В. и др. Прямое окисление бензола в фенол в реакторе с барьерным разрядом: влияние температуры реактора // Химия высоких энергий. – 2022. – Т. 56. – № 4. – С. 300-304.

CFD-МОДЕЛИРОВАНИЕ ЛИФТ-РЕАКТОРА КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА

Максимова У. В.

Научный руководитель к.т.н., доцент В. А. Чузлов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Каталитический крекинг является одним из важнейших крупнотоннажных процессов нефтепереработки, среди которых по объему перерабатываемого сырья занимает второе место, уступая первичной перегонке [1, 2]. В качестве сырья в процессе каталитического крекинга используется вакуумный дистиллят (газойль) широкого фракционного состава (200–500 °С). Основной целью каталитического крекинга является производство высокооктанового бензина. Также, в результате процесса получают легкие олефины – этилен и пропилен, являющиеся ценным сырьем для нефтехимической промышленности.

В России до 2030 года предусмотрено увеличение глубины переработки нефти до 83 % [3], поэтому повышение эффективности установок каталитического крекинга является одной из актуальных задач нефтеперерабатывающей промышленности. Одним из инструментов, применяемых для совершенствования технологии каталитического крекинга и увеличения выхода целевого продукта в условиях изменения состава сырья и дезактивации катализатора за счет коксообразования, являются математические модели. Математическое моделирование процесса каталитического крекинга позволяет спрогнозировать состав продуктов крекинга, учесть влияние параметров режима, оптимизировать работу реактора.

Целью работы является создание математического описания промышленного процесса каталитического крекинга с учетом двух фаз (газ и твердое) и химических превращений.

Объектом исследования является промышленный лифт-реактор. Геометрия лифт-реактора была взята на основе данных с промышленной установки каталитического крекинга (рисунок 1, 2). Применяемая сетка состоит из 50656 узлов и 248741 трехгранных элементов. Для моделирования участков с высокими градиентами скорости движения фаз использовалась неоднородная сетка с элементами меньшего объема.



Рис. 1. Геометрия промышленного лифт-реактора

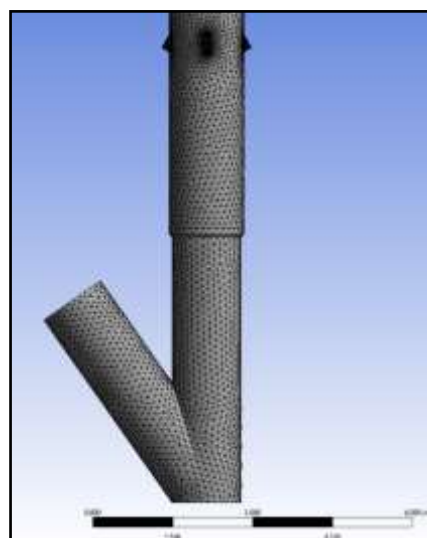


Рис. 2. Сетка реактора

Технологические параметры лифт-реактора были заданы в соответствии с данными по пробегу промышленной установки каталитического крекинга и представлены в таблице 1.

Таблица 1

Технологические параметры лифт-реактора

Параметр	Значение
Рабочее давление, кПа	200,00
Рабочая температура, К	288,16
Рабочая плотность, кг м ⁻³	1,22
Массовый расход сырья, кг с ⁻¹	63,30
Температура сырья, К	682,00
Массовый расход катализатора, кг с ⁻¹	533,47
Температура катализатора, К	923,00
Массовая доля кокса на катализаторе	1.00e-6
Массовый расход водяного пара, кг с ⁻¹	0,83
Температура водяного пара, К	582,00

СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

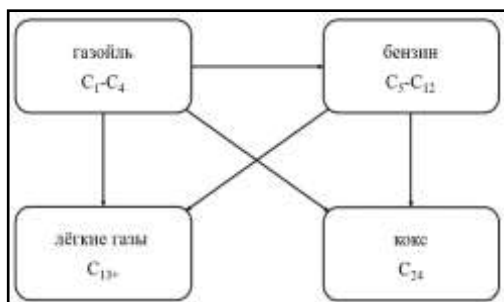


Рис. 3. Формализованная схема превращений процесса каталитического крекинга

В процессе каталитического крекинга одновременно протекает большое число химических реакций и взаимных превращений реагентов. Также, процесс сопровождается блокировкой активных центров катализатора за счет коксообразования с последующей дезактивацией. Исходное сырье и продукты крекинга имеют сложный состав. Все вышеперечисленные факторы осложняют моделирование гидродинамики процесса каталитического крекинга. Для упрощения описания химических превращений компоненты объединили в группы и рассмотрели формализованные химические реакции (Рисунок 3). Чтобы учесть изменение активности катализатора, в схему превращений добавили реакции образования кокса. Кинетические параметры реакций представлены в таблице 2.

Таблица 2

Кинетические параметры реакций

Реакция	A_r	E_r (Дж/кмоль)	ΔH_r (Дж/кмоль)
газойль \rightarrow бензин	8.0	5.74e5	-7.40E-08
газойль \rightarrow легкие газы	4.5	5.28e5	-2.95E-08
газойль \rightarrow кокс	2.0	3.18e5	2.25E-08
бензин \rightarrow легкие газы	0.1	5.20e5	3.00E-09
бензин \rightarrow кокс	0.005	3.18e5	8.19E-08

В работе использовалась двухфазная трехмерная модель потока газ-твердое, включающая в себя передачу тепла и химические превращения. Для описания движения газообразной и твердой фаз внутри реактора использовалась модель Эйлера. Расчет изменения концентраций компонентов (рисунок 4) при нестационарном режиме проводили для 100 секунд. Процесс выходит на стационарный режим за 50 секунд. Дальнейшие расчеты по исследованию влияния технологических параметров были проведены для 50 секунд.

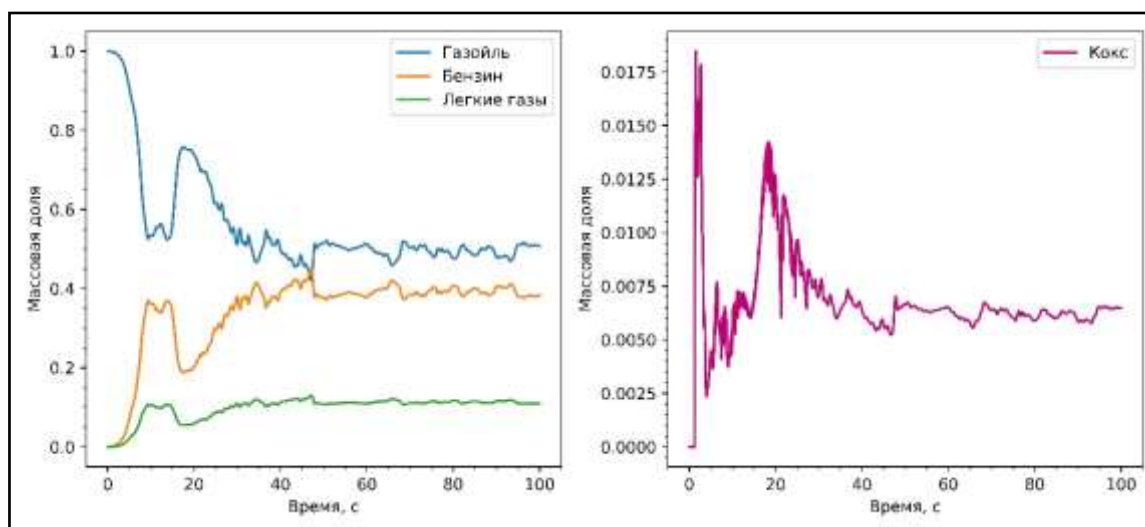


Рис. 4. Изменение концентраций компонентов газовой фазы и кокса в нестационарном режиме

Литература

1. Ахметов С. А. и др. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа. – 2006.
2. Магарил Р.З. Теоретические основы химических процессов переработки нефти. - Л.: Химия, 1985. - 280 с
3. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года // Правительство России URL: <http://government.ru/news/12582/> (дата обращения: 10.02.2023).

ВЛИЯНИЯ ПОРЯДКА ВВЕДЕНИЯ АКТИВНОГО КОМПОНЕНТА НА МОРФОЛОГИЮ, СТРУКТУРУ И СВОЙСТВА КАТАЛИТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Махалкина А.Р.¹, Жиров Н.А.²

Научный руководитель – научный сотрудник А.С. Акимов^{1,2}

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

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

В современном мире заметно растет спрос на энергию, что влечет за собой повышенный спрос на использование топлив, полученных из нетрадиционных ресурсов (например, нефтяные пески) [1]. Топливо, полученное из таких ресурсов, в своем составе имеет большое количество органической серы, азота и ядовитых металлов, в частности мышьяк и ванадий, которые приводят к резкому ухудшению качества получаемых нефтепродуктов, а также негативно влияют на процесс переработки, приводя оборудование к коррозии [2]. В связи с этим нефтеперерабатывающей промышленности наблюдаются тенденции к повышению глубины переработки нефти, повышению качества выпускаемых нефтепродуктов наряду с вовлечением в переработку все более тяжелой и высокосернистой нефти [3].

Целью данной работы является синтез и исследование влияния порядка введения активного компонента на морфологию, структуру и свойства $\text{Co-Mo/Al}_2\text{O}_3$ каталитических систем. В качестве молибденсодержащего компонента наших каталитических систем мы использовали молибденовые сини, относящиеся к классу полиоксометаллатных соединений. Синтез проводили методом пропитки с избытком пропиточного раствора. Для его получения навеску нитрата кобальта и лимонной кислоты растворяли в спиртовом растворе молибденовой сини (в случае одновременного введения). Для последовательного введения носитель подвергался пропитке сначала спиртовым раствором сини, после чего просушивался и вновь пропитывался, но уже спиртовым раствором нитрата кобальта и лимонной кислоты. Полученные каталитические системы были исследованы методами ИК-спектроскопии и рентгенофазового анализа (РФА). ИК спектры катализаторов регистрировали на инфракрасном Фурье спектрометре BOMEM MB-102 (Канада) в диапазоне частот $4000\text{--}400\text{ см}^{-1}$ с разрешением 4 см^{-1} . Твердые образцы для съемки готовились по стандартной методике прессованием таблеток $0,015\text{ г}$ исследуемого порошка с $0,5\text{ г}$ KBr. Рентгенофазовый анализ после проведения процесса проводился на дифрактометре Bruker D8 Advance (Bruker, Германия) с применением линейного детектора Лунхеуе (1D). Для исследования использовалось монохроматическое $\text{CuK}\alpha$ -излучение ($\lambda = 1,5418\text{ \AA}$). Съемка выполнялась в диапазоне углов $0\text{--}85^\circ$ с шагом по $2\theta = 0,05^\circ$ и временем накопления 3 секунды в каждой точке. Морфологию образцов исследовали на микроскопе JCM-6000 при ускоряющем напряжении 15 кВ.

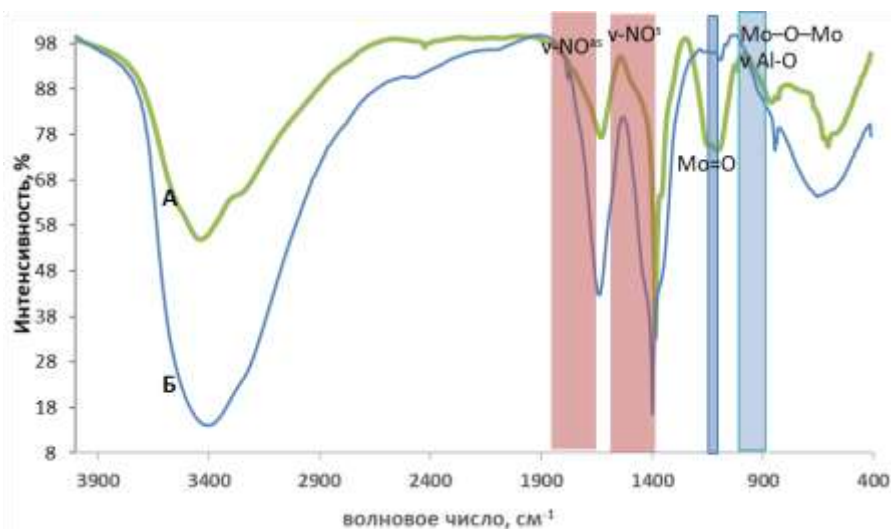


Рис. 1. Результаты ИК спектроскопии: а) образец с одновременным порядком введения активного компонента; б) образец с последовательным порядком введения активного компонента

Как видно из ИК спектров (рис.1), каждый из образцов имеет в своем составе оксидные молибденовые структуры (мостиковые связи Mo-O-Mo в области $800\text{--}900\text{ см}^{-1}$), а также полосы поглощения, относящиеся к носителю – оксиду алюминия. Интенсивные полосы поглощения в областях 1400 и $1700\text{--}1800\text{ см}^{-1}$ относятся к колебаниям нитрогруппы из пропиточного раствора.

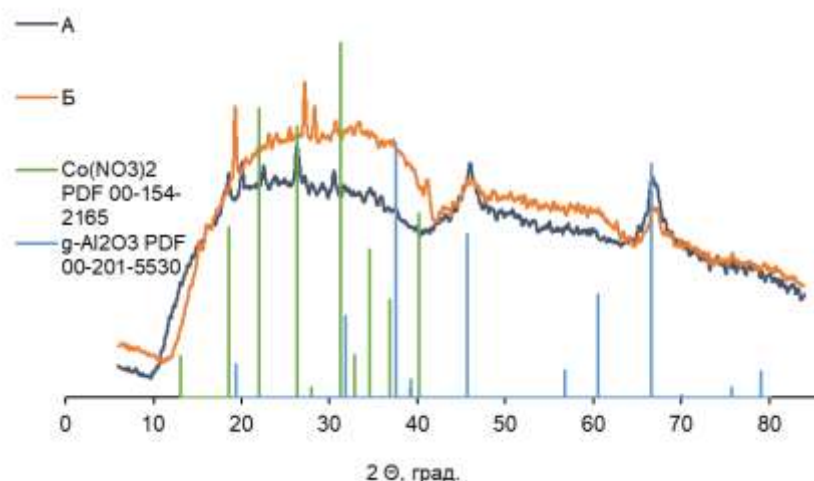
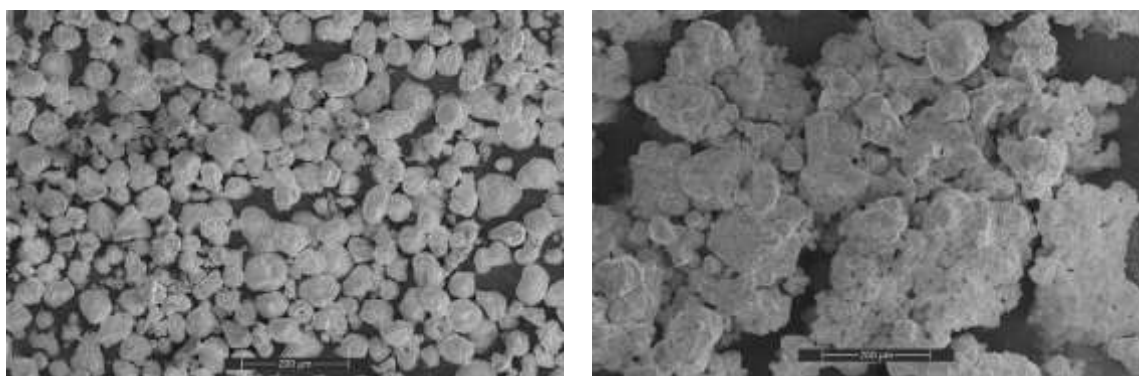


Рис. 2. Результаты РФА: а) образец с одновременным порядком введения активного компонента; б) образец с последовательным порядком введения активного компонента

Исследование фазового состава показали (рис.2), что оба образца представлены преимущественно двумя фазами – γ -Al₂O₃ и Co (NO₃)₂. Общий профиль этих систем в целом совпадает, из чего можем сделать вывод о том, что порядок введения активного компонента несущественно влияет на фазовый состав конечных катализаторов.



а) образец с одновременным порядком введения активного компонента

б) образец с последовательным порядком введения активного компонента

Рис. 3. Микрофотографии образцов СЭМ

Как видно из микроснимков образцов, порядок введения значительно влияет на морфологию частиц каталитических систем. В случае одновременного введения образуются отдельные сферические частицы, а в случае последовательного - наблюдается агломерация, в результате которой получаются аморфные массивы.

Литература

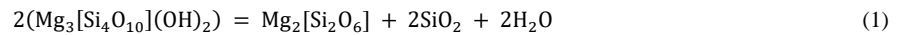
1. Nadeina K. A. et al. Influence of hydrotreatment depth on product composition of fluid catalytic cracking process for light olefins production // *Catalysis Today*. – 2021. – Т. 378. – С. 2-9.
2. Nadeina K. A. et al. The influence of B and P in the impregnating solution on the properties of NiMo/ γ - δ -Al₂O₃ catalysts for VGO hydrotreating // *Catalysis Today*. – 2019. – Т. 329. – С. 2-12.
3. Solmanov P. S. et al. NiMoW/P-Al₂O₃ four-component catalysts with different Mo: W molar ratios and P₂O₅ contents: the effect of the composition and active phase morphology on the catalytic activity // *Reaction Kinetics, Mechanisms and Catalysis*. – 2020. – Т. 129. – С. 253-264.

СТЕАТИТОВАЯ КЕРАМИКА НА ОСНОВЕ ПРОДУКТА ФТОРИДНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИРОДНОГО ТАЛЬКА С МОДИФИЦИРУЮЩИМИ ДОБАВКАМИ
Меженин А.В.

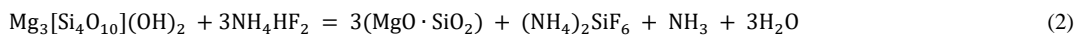
Научный руководитель профессор В. И. Верещагин
 Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Техническая керамика в промышленности производится из технического сырья, главным образом, химических реактивов, что обуславливает относительно высокую стоимость изделий и сопряжено с рядом трудностей, связанных с синтезом и спеканием целевых фаз. Существует целый ряд керамических материалов, которые могут быть произведены из недефицитного и доступного природного сырья, проходящего минимальное количество стадий предварительной обработки. Примером такого материала является хорошо освоенная в отечественной промышленности стеатитовая керамика на основе метасиликата магния $Mg_2[Si_2O_6]$, отличающаяся высокими электрофизическими свойствами при сравнительно низких температурах обжига [1].

Основным сырьевым материалом для производства стеатитовой керамики в отечественной радиоэлектронной промышленности являются маложелезистые скрытокристаллические разновидности природного талька $Mg_3[Si_4O_{10}](OH)_2$ Онотского, Алгуйского и Киргитейского месторождений. При обжиге тальк подвергается термической диссоциации по реакции (1), что сопровождается его структурной перестройкой в метасиликат магния $Mg_2[Si_2O_6]$, который кристаллизуется в виде фазы протознстатита или клинознстатита, и образованием кремнезёма SiO_2 , который входит в состав стеклофазы или кристаллизуется в виде фазы кристобалита. Спекание керамики по жидкофазному механизму при температурах 1200 – 1350 °С обеспечивается за счёт введения добавок глины и оксидов-модификаторов, образующих легкоплавкие эвтектики в силикатных системах. Получаемые таким образом материалы с фарфороподобной структурой содержат большое количество стеклофазы, ухудшающей диэлектрические и прочностные свойства керамики.



Ужесточение требований, предъявляемых к современным диэлектрическим материалам в составе современных радио- и электротехнических приборов, обуславливает необходимость разработки эффективных приёмов управления структурой и свойствами получаемых материалов [2]. Перспективным технологическим решением является использование в технологии стеатитовой керамики химически активированного природного сырья, такого как продукт фторидной обработки талька гидрофторидом аммония (ГДФА) NH_4HF_2 , расплав которого при температурах 125 – 180 °С интенсивно взаимодействует с кремнезёмом и силикатными минералами по реакции (2) с образованием различных летучих комплексов фторосиликатов аммония $(NH_4)_2SiF_6$ и $(NH_4)_3SiF_7$, сублимирующихся при нагревании выше 400 °С. Данный процесс позволяет регулировать соотношение MgO/SiO_2 в сторону обескремнивания исходных минералов, а также приводит к дефектообразованию на поверхности их зёрен и, как следствие, повышению активности в процессах синтеза и спекания [3].



На основе продукта фторидной обработки талька с добавками традиционных для технологии стеатитовой керамики спекающих оксидов-модификаторов (таких как ZnO и BaO) могут быть получены стеатитовые материалы на основе стабилизированного протознстатита с высокими электрофизическими и эксплуатационными свойствами, пригодные для применения в качестве высокочастотных и сверхвысокочастотных диэлектриков [3]. Малоисследованным при этом остается применение в качестве добавок к продукту фторидной обработки талька оксидов-модификаторов TiO_2 и ZrO_2 , которые не встраиваются в структуру метасиликата магния, однако теоретически способны регулировать микроструктуру и влиять на свойства получаемой керамики.

Цель работы. Получение керамических материалов на основе продукта фторидной обработки природного талька с добавками оксидов титана и циркония и исследование процессов фазообразования, протекающих при обжиге данных материалов.

Методика проведения работы. В качестве исходных материалов для проведения исследования использовались онотский тальк сорта экстра и гидрофторид аммония NH_4HF_2 квалификации ЧДА. В качестве модифицирующих добавок применялись диоксид титана TiO_2 квалификации ЧДА и стабилизированный кубический диоксид циркония ZrO_2-8Y (8 % мол. Y_2O_3).

Фторидная обработка талька с целью получения химически активированного прекурсора проводилась на основании методики, приведённой в [3]. Необработанный тальк измельчался в планетарной мельнице Pulverisette 6 (Fritsch, Германия) до удельной поверхности порядка 6,0 м²/г и смешивался с гидрофторидом аммония в стехиометрическом для реакции (2) соотношении (68,9 % мас. талька, 31,1 % мас. гидрофторида аммония) в размольном барабане в течение 30 минут для гомогенизации смеси. Далее смесь помещалась в муфельную печь с воздушной тягой, где подвергалась термообработке при 180 °С в течение 1 часа для осуществления химической реакции гидрофторида аммония с тальком и сублимационной очистке при 400 °С в течение 4 часов для полного удаления непрореагировавшего гидрофторида аммония NH_4HF_2 , образовавшегося гексафторосиликата аммония $(NH_4)_2SiF_6$ и других летучих продуктов реакции.

Смеси на основе необработанного талька и прекурсора готовились путём их смешения с добавками оксидов-модификаторов в планетарной мельнице при частоте 500 об/мин в течение 5 минут. Образцы-диски диаметром 30 мм, сформованные из исследуемых составов полусухим прессованием на временной связке 5 % водного раствора поливинилового спирта при давлении 45–50 МПа, обжигались в печи с карбидокремниевыми нагревателями при температурах 1300–1425 °С и выдержке 2 часа и после остывания исследовались гидростатическим методом на аналитических весах ME235S (Sartorius, Германия) для определения водопоглощения, открытой пористости

СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

и кажущейся плотности. Качественный рентгенофазовый анализ порошков измельчённых материалов выполнялся с использованием дифрактометра ДРОН-3М («Буревестник», Россия), расшифровка проводилась на основании базы данных порошковых дифрактограмм ICDD PDF-2 2004 года.

Результаты. Результаты гидростатических испытаний образцов на основе талька и прекурсора, обожжённых при температуре наибольшей степени спекания, не вызывающей пережога, то есть роста водопоглощения и снижения кажущейся плотности при повышении температуры обжига на 25 °С, представлены в таблице 1. Необработанный тальк спекается при температуре порядка 1425 °С с образованием фаз протоэнстатита и кристобалита. Все составы на его основе являются низкотехнологичными вследствие неудовлетворительных формовочных свойств, связанных с текстурированием и гидрофобностью талька: образцы плохо смешиваются со связкой, склонны к перепрессовке и имеют после прессования отчетливо выраженную шагреновую поверхность. Полученный на основе талька химически активированный прекурсор менее склонен к текстурированию и гидрофобности, обеспечивает при обжиге образование монофазного протоэнстатита без побочной фазы кристобалита вследствие обескремнивания талька при фторидной обработке.

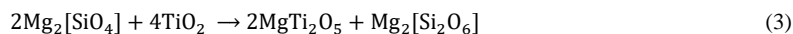
Таблица 1

Характеристики образцов, обожжённых при температурах наибольшей степени спекания

Состав/добавка, % мас.	Температура обжига, °С	Водопоглощение, %	Кажущаяся плотность, г/см ³	Стабилизируемая фаза Mg ₂ [Si ₂ O ₆]	
Тальк	–	1425	0,5	2,76	Протоэнстатит
	1 % TiO ₂	1350	0,2	2,71	Протоэнстатит
	3 % TiO ₂	1350	1,4	2,74	Клиноэнстатит, протоэнстатит
	5 % TiO ₂	1350	1,5	2,73	Клиноэнстатит
	1 % ZrO ₂	1375	0,3	2,78	Протоэнстатит, клиноэнстатит
	3 % ZrO ₂	1400	0,1	2,83	Клиноэнстатит
Прекурсор	–	1425	0,9	2,85	Протоэнстатит
	1 % TiO ₂	1400	5,5	2,57	Клиноэнстатит
	3 % TiO ₂	1400	2,6	2,70	
	5 % TiO ₂	1350	1,9	2,81	
	1 % ZrO ₂	1425	1,5	2,79	Клиноэнстатит
	3 % ZrO ₂	1400	1,8	2,85	

В составах на основе необработанного талька небольшие количества добавок диоксида титана TiO₂ (до 2 % мас.) и диоксида циркония ZrO₂ (до 1 % мас.) действуют как минерализующие добавки, снижающие температуру спекания керамики с более чем 1425 до 1350 и 1375 °С соответственно. Фазовый состав данных материалов представлен протоэнстатитом (с примесью клиноэнстатита), кристобалитом (с примесью кварца) и цирконом Zr[SiO₄] (для материалов с добавкой ZrO₂). Увеличение содержания ZrO₂ до 2 – 3 % мас. практически не изменяет температуру спекания исходного состава, однако снижает водопоглощение спечённых материалов. Увеличение содержания TiO₂ до 3 % мас. и более, напротив, приводит к резкому ухудшению спекаемости образцов и сопровождается образованием клиноэнстатита и побочной фазы дититаната магния MgTi₂O₅.

Исследованные составы на основе прекурсора с добавками не спекаются до водопоглощения менее 1 % при температуре, не вызывающей пережога; наибольшую активность при спекании показывают добавки 5 % мас. TiO₂ и 2 – 3 % мас. ZrO₂. Данные составы сложены преимущественно фазами клиноэнстатита и форстерита Mg₂[SiO₄]. В образцах с добавкой ZrO₂ присутствует побочная фаза циркона. При введении 5 % мас. TiO₂ на дифрактограммах наблюдается исчезновение рефлексов форстерита и появление дититаната магния, который, вероятно, образуется по реакции (3), характерной для чисто форстеритовых материалов с добавкой TiO₂ [2].



Для всех исследованных составов преимущественным является твердофазный механизм спекания в связи с высокой температурой плавления эвтектических смесей в соответствующих системах MgO–SiO₂ (1540 °С), MgO–TiO₂–SiO₂ (1390 °С) и MgO–ZrO₂–SiO₂ (1500 °С). Ухудшение спекаемости исследуемых материалов как на основе необработанного талька, так и на основе прекурсора по сравнению с составами без добавок, по всей видимости, связано с образованием побочных фаз дититаната магния и циркона и полным полиморфным переходом протоэнстатита в клиноэнстатит при охлаждении образцов, что сопровождается объёмными изменениями, усилением напряжений и появлением дефектов микроструктуры в керамике. Наблюдаемые отличия процессов фазообразования в составах на основе прекурсора по сравнению с необработанным тальком (стабилизация фазы клиноэнстатита при любом количестве добавок, улучшение спекаемости при повышении их содержания, образование фазы форстерита), вероятно, обусловлены повышением степени дефектности структуры и изменением химического состава талька при его фторидной обработке.

Литература

1. Аветиков В. Г., Зинько Э. И. / Магнезиальная электротехническая керамика. – Энергия, 1973.
2. Microwave Material and Applications. Vol. 1 / eds. M.T. Sebastian, H. Jantunen, R. Ubic. – Chicester, UK; Hoboken, NJ: Chicester, UK; Hoboken, 2017. – 982 p.
3. Sharafiev S. M., Vereshchagin V. I., Mezhenin A. V. Fluorinated Talc Based Ceramic Materials // Glass and Ceramics. – 2022. – Т. 79. – №. 1-2. – С. 57-61.

РАДИОЛИЗ НЕФТЯНЫХ СМОЛ В АТМОСФЕРЕ ВОЗДУХА

Нейфельд А.Л.

Научный руководитель с.н.с., д.х.н. Ю.В. Савиных
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Поглощение энергии электронной структурой молекул при воздействии на неё пучка электронов приводит к образованию радикалов, способных инициировать химические реакции [1]. Углеводороды нефти (УВ) при радиоллизе электронами претерпевают разнонаправленные изменения. Происходит как деструкция алкильных цепей с образованием соединений с меньшей массой, так и рекомбинация алкильных радикалов с образованием соединений с большей молекулярной массой. При воздействии пучка электронов на ароматические УВ нефти образуются фенильные радикалы с последующей их рекомбинацией с образованием ди-, три- и полифениленов. Вследствие этого вязкость нефти возрастает при высоком содержании в ней ароматических УВ. При облучении пучком электронов нефти с высоким содержанием парафиновых УВ преобладает процесс деструкции алкильных цепей, что приводит к уменьшению вязкости нефти [6].

Радиационно-термический крекинг тяжелых нефтяных остатков обеспечивает более высокий выход масляных фракций по сравнению с методами термического и термодаталитического методов [3]. Нефти с высоким содержанием смолисто-асфальтовых компонентов при электронно-индуцированном термическом крекинге значительно снижают вязкость по сравнению с термическим крекингом [8]. Было показано, что степень деструкция компонентов нефти под действием пучка электронов в зависимости от температуры носит нелинейный характер [2,7]. При этом, эффективное воздействие электронного пучка на процесс радиационно-термического крекинга начинается с температуры 120 °С [3].

Действие электронного пучка проводилось, в основном, на многокомпонентных объектах – нефтях и нефтепродуктах. Электронно-лучевое воздействие на отдельные высокомолекулярные компоненты нефти практически не изучалось.

Цель этой работы – определить эффекты воздействия пучка электронов на смолы нефти в атмосфере воздуха.

Смолы выделяли из деасфальтизированной нефти методом жидкостно-адсорбционной хроматографии на силикагеле. Масла элюировали смесью гексан:бензол (7:3), смолы – смесью бензол: этанол (3:7).

Для генерации электронного пучка применяли импульсный электронный ускоритель «Астра» [4]. Ускоритель имеет следующие параметры: энергия электронов 90 кэВ, плотность тока пучка 65А/см², энергия в пучке 0,2 Дж за импульс. Образец смолы облучали в кювете из нержавеющей стали с внутренним диаметром 40 мм и глубиной 15 мм. Облучение образцов проводили при 150 °С в течение 15 минут при стандартной дозе в 7,56 кГр в атмосфере воздуха. Хромато-масс-спектральный (ХМС) анализ проводили на спектрометре Hewlett Packard 6890/5973. ИК-спектры снимали в области 400-4000 см⁻¹ на спектрометре Thermo Scientific 'Nikolet 5700' FTIR. По оптическим плотностям D характеристических полос поглощения в ИК-области спектра рассчитывали спектральные коэффициенты С:

C1 = D1610/D1461 - отношение ароматических структур к алифатическим;

C2 = D820/D1610 - отношение полизамещенных ароматических структур к их общему содержанию;

C3 = D1710/D1461 - относительное содержание групп C = O карбоновых кислот;

C4 = D1380/D1461 - коэффициент разветвления, характеризующий относительное содержание СН₃-групп;

C5 = D1030/D1461 - относительное содержание сульфоксидных групп

При нагревании смол при 150 °С без воздействия электронного пучка наблюдалась как деструкция смол с образованием масел, так их конденсация с образованием асфальтенов (табл.1).

Таблица 1

Компонентный состав продуктов термолиза и радиоллиза нефтяных смол

Компонент	Исходные смолы	
	После термолиза	После радиоллиза
Масла	17	30
Смолы	66	62
Асфальтены	17	8

Только третья часть смол подверглась деструкции или конденсации. При радиационно-термическом крекинге образуется большее количество масел по сравнению с термолизом. Это свидетельствует о преобладании в этом процессе реакции деструкции смол над реакциями конденсации.

ХМС анализ масел, образующихся при деструкции смол, показал преобладание в них n-алканов (табл.2). При нагреве и воздействии пучка электронов на образец смол цикланы и ароматические УВ получают в следовых количествах. При термолизе смол наблюдается образование цикланов (6 %). Следовые количества цикланов при радиоллизе смол можно объяснить их деструкцией под действием электронного пучка.

Таблица 2

Состав масел после термолиза и радиолита нефтяных смол

Компонент	Исходные смолы	
	После термолиза	После радиолита
н-алканы	93,10	99,49
цикланы	6,02	0,45
нафталины	0,04	0,00
фенантрены	0,84	0,05

Анализ ИК-спектров показал значительные изменения в спектральных коэффициентах обработанных электронным пучком образцов по сравнению с исходным (рис.).

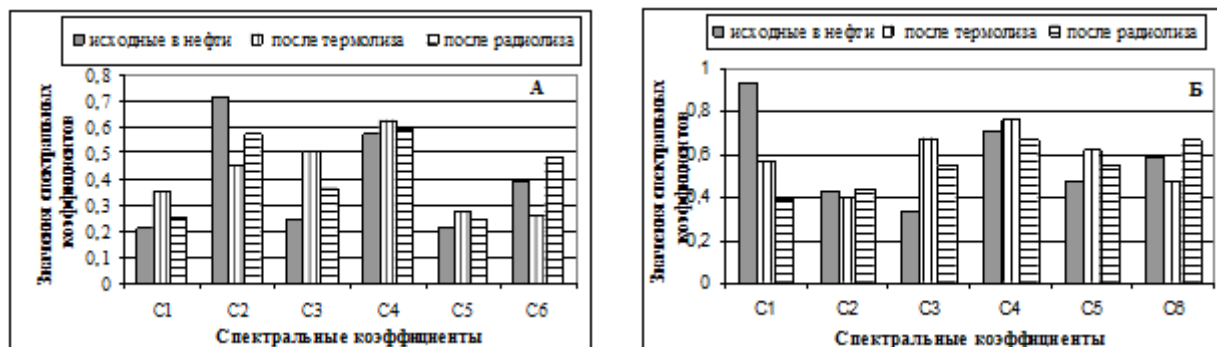


Рис. Спектральные коэффициенты термолиза и радиационно-термического крекинга смол (А) и образовавшихся асфальтенов (Б)

Спектральные коэффициенты смол (рис. А) показывают увеличение ароматичности смол (коэффициент С1) после их термолиза и радиолита вследствие отщепления алкильных цепей. Уменьшается содержание полизамещенных ароматических структур (коэффициент С2) и резко возрастает содержание карбоксильных групп (коэффициент С3), что свидетельствует об окислительной деструкции алкильных заместителей ароматических колец. После проведения радиолита возрастает относительное содержание сульфоксидных групп вследствие окисления сульфидных мостиков в смолах. В спектральных коэффициентах асфальтенов (рис. Б) наблюдается отличие от смол. Так отношение ароматических структур (коэффициент С1) в асфальтенах снижается как для процесса термолиза, так и радиолита. Это может свидетельствовать о том, что образование асфальтенов происходит, в основном, из фрагментов смол с малым содержанием ароматических ядер.

Полученные результаты показывают, что дополнительное введение энергии электронным пучком приводит к перенаправлению процесса деструкции смол по сравнению с термолизом.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации

Литература

1. Alfi M. et al. Electron-Induced Chain Reactions of Heavy Petroleum Fluids—Dominant Process Variables // SPE Canada Heavy Oil Conference. – SPE, 2012. – С. SPE-157882-MS.
2. Alfi M. et al. Utilization of charged particles as an efficient way to improve rheological properties of heavy asphaltic petroleum fluids // SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. – SPE, 2012. – С. SPE-153528-MS.
3. Gubanov V. P. et al. Radiation-chemical reactor on the basis of high-current nanosecond pulsed electron beam // Instruments and Experimental Techniques. – 1998. – Т. 41. – №. 3. – С. 368-369.
4. Savinykh, Yu.V. et al Impact of e-beam on the viscosity characteristics of oil. // Russian Physics Journal. - 2016. - Vol. 58. - № 9/3. - P. 131–133.
5. Yang D. et al. Electron Beam E-Beam Irradiation Improves Conventional Heavy-Oil Upgrading // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – OnePetro, 2010.
6. Yang D. et al. Laboratory investigation of e-beam heavy oil upgrading // SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. – SPE, 2009. – С. SPE-121911-MS.
7. Zaykin Y. A., Zaykina R. F. Bitumen radiation processing //Radiation Physics and Chemistry. – 2004. – Т. 71. – №. 1-2. – С. 471-474.
8. Zaykin Y. A., Zaykina R. F., Mirkin G. On energetics of hydrocarbon chemical reactions by ionizing irradiation // Radiation Physics and Chemistry. – 2003. – Т. 67. – №. 3-4. – С. 305-309.

ПРОБЛЕМА ПОДГОТОВКИ ВОДЫ ДЛЯ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Нестеров А.М.^{1,2}

Научный руководитель нач. технологического отдела по нефтяным объектам О.А. Решетникова
¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

²*АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия*

Большинство крупнейших месторождений и залежей нефти Российской Федерации находятся на поздней стадии разработки. Очевидно, имеется необходимость организации мероприятий по повышению нефтеотдачи пласта. Один из способов увеличения темпа отбора нефти – подача воды в систему поддержания пластового давления (ППД).

Необходимо отметить, для месторождений со сложными коллекторными свойствами предъявляются высокие требования по степени подготовки воды для закачки в систему ППД, в соответствии с ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», что оказывает значительное влияние на рост капитальных и операционных затрат эксплуатирующей организации [1].

По результатам анализа протоколов отбора проб на действующих объектах Компании ПАО «НК «Роснефть» были выявлены отклонения по остаточному содержанию нефти и механических примесей в закачиваемой воде и несоответствие качества воды для системы ППД требованиям ОСТ 39-225-88 и Проектам разработки месторождений. Принимая во внимание проблематику на действующих объектах, специалистами АО «ТомскНИПИнефть» (далее – Институт) рассмотрены возможные технологии подготовки воды, а также предлагаются возможные пути решений, нацеленные на сохранение объемов нефтеотдачи пласта.

Как правило, проект разработки месторождения не содержит конкретных требований по качеству подготовки воды системы ППД по остаточному содержанию нефти, механических примесей. В научном отчете содержится проницаемость, относительная трещиноватость коллектора [2]. Таким образом, проектировщик косвенным путем может выполнить оценку и установить требования к качеству вод по ОСТ 39-225-88, используемых для заводнения нефтяных пластов. В большинстве случаев, содержание механических примесей и нефти в коллекторах месторождений с низкой проницаемостью не должны превышать 3 мг/л и 5 мг/л соответственно.

На площадных объектах Компании наибольшее распространение имеют «традиционные» технологии подготовки воды, в основу которых положены флотационный, фильтрационный методы, а также гравитационное разделение. Данные технологии не позволяют подготовить воду до требований ОСТ 39-225-88 для коллекторов с низкой проницаемостью. «Традиционные» схемы подготовки пластовой воды обеспечивают подготовку по остаточному содержанию механических примесей, нефтепродуктов – не более 50 мг/л. Известны различные нетрадиционные технологии глубокой очистки воды. Некоторые из них представлены в таблице 1.

Таблица 1

Нетрадиционные технологии глубокой очистки воды системы ППД [3,4]

Нетрадиционные технологии подготовки воды	Остаточное содержание нефти и мех. примесей (КВЧ) на выходе с установки
с использованием пористых композитных материалов	не более 10 мг/л
гидроциклоны и фильтры-осветители	не более 10 мг/л
центрифугирование в пористой коалесцирующей среде	не более 10 мг/л
адсорбция объемно-адгезионной фильтрации	не более 10 мг/л
коалесцентная сепарация и сорбционная фильтрация	не более 10 мг/л
методы флотации и фильтрования в слое ореховой скорлупы	до 3 мг/л
метод озонирования	нефти до 5 мг/л, КВЧ до 3 мг/л

На сегодняшний день на Российском рынке представлен ряд технологий глубокой очистки по водоподготовке, значительно отличающихся как по капитальным, так и по операционным затратам.

Специалистами АО «ТомскНИПИнефть» выполнено технико-экономическое сравнение традиционной технологии подготовки воды с технологиями глубокой очистки для равной производительности:

«Традиционная» схема подготовки воды – включает буфер-дегазатор, отстойник воды (по 2 аппарата V=100 м³ каждый на данную производительность)

«Нетрадиционные» технологии - рассматривается два варианта:

▪ Вариант 1 - предполагает двухэтапную подготовку воды:

1 этап: физико-химическая очистка воды, включая предварительную реагентную обработку

2 этап: доочистка воды на фильтрах с песчаной загрузкой

▪ Вариант 2 - в состав установки входят узлы приготвления и дозирования коагулянта, диспергатора и флокулянта, контактных реакторов и фильтр-пресса. На основании технико-коммерческих предложений по данным завода-изготовителя для варианта 2 перед установкой глубокой очистки требуется предварительная ступень на базе отстойников воды, стоимость оборудования учтена в данном технико-экономическом сравнении вариантов.

При обустройстве новых/неразработанных месторождений, при условии соблюдения требований ОСТ 39-225-88, а также данных Проекта разработки месторождения, Заказчики сталкиваются со следующими проблемами:

– высокая стоимость блочных установок,

– не достижение ожидаемых показателей качества воды, т.е. установки глубокой очистки

не обеспечивают качество 3–5 мг/л по нефти и мех. примесям.

СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

В соответствии с выполненным технико-экономическим сравнением различных технологий подготовки воды, выявлена существенная разница между капитальными затратами на «традиционную» схему подготовки и оборудованием, обеспечивающим глубокую очистку. Результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2

Технико-экономическое сравнение технологий подготовки воды

Параметр	«Традиционная» схема подготовки воды	Вариант 1 * блочной установки	Вариант 2 * блочной установки
Производительность, м ³ /ч	до 360		
Содержание на входе, мг/л - механических примесей - нефтепродуктов	200-500 200-500	до 100 до 1000	до 60 ** до 50 **
Содержание на выходе, мг/л - механических примесей - нефтепродуктов	40-50 40-50	не более 3 не более 5	не более 3 не более 5
Общая стоимость (без НДС), тыс. руб - в ценах 2000 года - текущий уровень цен	6 928,00 36 094,88	31 470,96 163 963,71	115 500,12 601 775,64
Примечания: * при выполнении расчета не учитывались затраты на базовый инжиниринг, монтажные, пусконаладочные работы, обучение персонала, подготовку исполнительной документации, операционные затраты; ** от сооружений подготовки нефти возможно поступление пластовой воды с содержанием нефтепродуктов, механических примесей от 200 до 500 мг/л. Таким образом, для варианта 2 перед установкой глубокой подготовки воды требуется предварительная ступень на базе отстойников воды.			

1. Выявлена существенная разница между капитальными затратами на «традиционную» схему подготовки воды и технологиями глубокой очистки.
2. Значительный диапазон капитальных затрат для рассмотренных вариантов блочных установок глубокой подготовки воды.
3. Необходим поиск новых решений, направленных на снижение затрат и сохранения нефтеотдачи пласта.

На сегодняшний день ОСТ 39-225-88 является единственным документом, которым можно руководствоваться при подготовке воды системы ППД в части обеспечения ее качества. Проект разработки месторождения по-прежнему является основополагающим документом для обустройства месторождения. Считаю целесообразным при формировании научного отчета включить пункт о необходимости определения требований к закачиваемой в пласт воде не только на основании требований ОСТ 39-225-88, но и на основании материалов, подтверждающих возможность снижения допустимого качества очистки воды для заводнения.

Подтверждающими материалами могут являться:

- результаты выполнения НИОКР, обобщающие фактические промышленные данные режимов нагнетательных скважин при многолетней эксплуатации месторождений (для действующих месторождений);
- лабораторные исследования керна по затуханию проницаемости в условиях разной степени очистки воды (для действующих и разрабатываемых месторождений).

Также следует отметить особенно актуальной необходимость повышения качества подготавливаемой воды в технологическом оборудовании действующих объектов, работа которого основана на традиционных методах.

В ближайшей перспективе планируется изучить влияние внутренних конструкций аппаратов гравитационного разделения водонефтяной смеси. Для этих целей планируется изучение процесса разделения смеси путем лабораторных исследований с последующим формированием математической модели.

Далее планируется разработка цифровой модели, в основу которой будут заложены данные с месторождений:

- показания датчиков АСУТП фактической работы установки подготовки воды;
- физико-химические показатели продукта, поступающие из лаборатории с протоколами отбора проб, включающие в себя информацию о содержании нефти и мехпримесей в воде на входе и выходе из аппаратов;
- конструкционные особенности аппаратов, и другие параметры.

Данные будут использоваться в расчетах для создания математической модели в лаборатории Института. Нарботки по теме планируется использовать для создания «цифрового двойника» подготовки воды для системы ППД.

В дальней перспективе планируется изучение влияния возможных вариантов внутренних конструкций оборудования подготовки воды на качество подготавливаемой воды. Итог научной работы – предложение для Обществ Группы доработки, усовершенствования внутренних конструктивов аппаратов без расширения (реконструкции) действующего площадного объекта для возможности подготовки воды более высокого качества. Также следует отметить возможность прогнозирования качества подготовки воды на действующем объекте с помощью модели «цифрового двойника» при изменении режимов работы объекта.

Литература

1. ОСТ 39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.
2. Правила разработки месторождений углеводородного сырья. Утверждены приказом Минприроды России от 14.06.2016 № 356.

3. Тронов А.В. Технологические процессы и оборудование для подготовки нефтепромысловых вод. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2002. – 416 с.
4. Тронов В.П., Тронов А.В. Очистка вод различных типов для использования в системе ППД. – Казань: «Фэн», 2001. – 560 с.

ПИРОЛИЗ И ГАЗИФИКАЦИЯ УВЛАЖНЕННОЙ БИОМАССЫ ПРИ МИКРОВОЛНОВОМ НАГРЕВЕ

Няшина Г.С.¹, Швец А.С.¹, Виноградский К.В.¹

Научный руководитель профессор Стрижак П.А.

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

Микроволновый пиролиз считается одним из наиболее перспективных подходов к получению биогаза и бионефти из шламов и биомассы. Интенсивная урбанизация и антропогенная деятельность приводят к образованию отходов биомассы [1]: лесных, сельскохозяйственных, твердых бытовых отходов, экскременты животных и промышленные сточные воды. Перечисленные виды отходов биомассы представляют достаточно существенную проблему, поскольку методы их дальнейшего применения и утилизации на сегодняшний день малоэффективны. В частности, в развивающихся странах большая часть отходов биомассы остается в поле для разложения [2] или сжигается на открытом воздухе [3,4], что также приводит к значительным негативным воздействиям на окружающую среду.

Таким образом, возникает необходимость в систематической утилизации биомассы более экологически безопасными методами, среди которых можно выделить термохимические методы конверсии биомассы [5-7]: сжигание, газификацию и пиролиз.

Микроволновый нагрев принципиально отличается от всех других методов пиролиза, поскольку частицы биомассы нагреваются изнутри, а не за счет внешней передачи тепла от высокотемпературного источника тепла [8]. Для микроволнового нагрева требуется материал с высокой диэлектрической проницаемостью или коэффициентом потерь, хорошим примером которых является вода. Таким образом, при микроволновом пиролизе вода быстро удаляется, а затем частицы нагреваются, образуется полукокс [9].

В качестве биомассы при проведении исследования выбраны сосновые опилки. Данный вид отхода является одним из наиболее распространенных побочных продуктов обработки древесины в России. В настоящее время прирост древесной биомассы за год составляет 700 млн. м³. Этот материал широко используется в качестве химического и промышленного сырья [10], а также рекуперации экологически чистой энергии.

В таблице приведены основные характеристики сосновых опилок, которые использовались в качестве образца биомассы в проводимых экспериментах. На рисунке изображен внешний вид экспериментального стенда (микроволнового реактора).

Таблица

Основные характеристики сосновых опилок

Элементный анализ (wt, %)					Характеристики				
С	Н	О	N	S	Влажность	Летучие вещества	Связанный углерод	Зольность	Теплотворная способность (МДж/кг)
54.3	5.2	40.0	0.4	–	3.5	80.1	15.1	1.1	(18.67)



Рис. Внешний вид экспериментального стенда

Повышение влажности биомассы с 25 до 75 % понижает характеристики пиролиза опилок. В частности, концентрации CO, CO₂, CH₄ и H₂ снизились на 63 %, 62 %, 47.5 %, 52 %, соответственно. В свою очередь доля коксового остатка при увеличении влаги возросла более чем в 2 раза. Это обусловлено замедлением реакции пиролиза, которое вызвано образованием большого количества пара, поглощающего нагревательную энергию. Общая мощность

СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

нагрева падает. Повышение влажности также влияет на процентное соотношение компонентов в газовой смеси. Изменения в количестве CO и CO₂ при этом незначительные (не более 11 %). Однако увеличение влажности с 25 до 50 % значительно увеличивает выход H₂ (почти в 2 раза) и снижает CH₄ в смеси в 1.2 раз. Дальнейшее увеличение влаги до 75 % снижает количество H₂ в 1,7 раз и увеличивает CH₄ на 21 %. Таким образом, выбирать влажность топлива следует исходя из того, выход какого газа в большем приоритете.

Способность преобразовывать биомассу при атмосферном давлении и низких объемных температурах дает значительные возможности для использования экологически безопасного сырья. Жидкая фаза предлагает потенциальный путь к продуктам более высокого качества из-за низкой температуры в объеме и предлагает надежный и масштабируемый способ использования микроволнового нагрева. Полученные результаты позволяют ориентироваться при выборе влажности биомассы с целью получения генераторного газа при микроволновом пиролизе. Исходя из приоритетов по увеличению выхода того или иного компонента газовой смеси, можно уменьшать или увеличивать долю влаги в топливном образце.

Литература

1. Foong S. Y. et al. Valorization of biomass waste to engineered activated biochar by microwave pyrolysis: Progress, challenges, and future directions // *Chemical Engineering Journal*. – 2020. – Т. 389. – С. 124401.
2. Tripathi N. et al. Biomass waste utilisation in low-carbon products: harnessing a major potential resource // *NPJ climate and atmospheric science*. – 2019. – Т. 2. – №. 1. – С. 35.
3. Lam S. S. et al. Activated carbon for catalyst support from microwave pyrolysis of orange peel // *Waste and Biomass Valorization*. – 2017. – Т. 8. – С. 2109-2119.
4. Omar H., Rohani S. Treatment of landfill waste, leachate and landfill gas: A review // *Frontiers of Chemical Science and Engineering*. – 2015. – Т. 9. – С. 15-32.
5. Foong S. Y. et al. Valorization of biomass waste to engineered activated biochar by microwave pyrolysis: Progress, challenges, and future directions // *Chemical Engineering Journal*. – 2020. – Т. 389. – С. 124401.
6. Sukiran M. A. et al. A review of torrefaction of oil palm solid wastes for biofuel production // *Energy Conversion and Management*. – 2017. – Т. 149. – С. 101-120.
7. Martinez C. L. M. et al. Hydrothermal carbonization of lignocellulosic agro-forest based biomass residues // *Biomass and Bioenergy*. – 2021. – Т. 147. – С. 106004.
8. Salema A. A., Ani F. N. Microwave-assisted pyrolysis of oil palm shell biomass using an overhead stirrer // *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*. – 2012. – Т. 96. – С. 162-172.
9. Bridgwater A. V. Review of fast pyrolysis of biomass and product upgrading // *Biomass and bioenergy*. – 2012. – Т. 38. – С. 68-94.

ОБРАЗОВАНИЕ ПРОИЗВОДНЫХ ТИОФЕНА В ПРОЦЕССЕ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ВЫСОКОСЕРНИСТОГО ГОРЮЧЕГО СЛАНЦА В РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ

Пантилов П.В.

Научный руководитель старший научный сотрудник Е.Б. Кривцов
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Постоянное увеличение потребления энергии в мире приводит к истощению традиционных энергетических ресурсов (нефть, газ, уголь), поэтому поиск альтернативных источников энергии становится все более важной задачей. Месторождения горючих сланцев широко распространены по всему миру и обладают потенциалом в качестве альтернативного химического и топливно-энергетического сырья вместо нефти [6, 7, 9]. Среди известных твердых горючих ископаемых горючие сланцы отличаются близким к нефти атомным соотношением Н/С в органическом веществе, а также уникальным составом органического вещества. Однако низкая реакционная способность органического вещества горючих сланцев требует усовершенствования старых и применения новых высокоэффективных методов воздействия с целью получения полезных продуктов.

При сжигании карбонатных сланцев часть серы в условиях топочных процессов соединяется с известью и остается в золе. При термической переработке сланцев органическая сера переходит в состав жидких и газообразных продуктов, что является одной из основных причин, затрудняющих использование высокосернистых горючих сланцев. Поэтому содержание серы рассматривается как один из основных показателей их качества [1]. Учитывая, что в составе керогена отсутствуют типичные для нефтей классы сернистых соединений (меркаптаны, сульфиды, производные тиофена), а сера содержится в виде химически связанных структурных фрагментов, значительный научный интерес представляет установление механизма и кинетических закономерностей образования низкомолекулярных сернистых соединений в процессе термической обработки горючих сланцев. При этом приоритетной задачей является выявление маршрутов образования сероароматических соединений, таких как производные дибензотиофена, значительно осложняющих переработку сланцевой нефти по традиционным схемам.

Цель работы: установление закономерностей образования гомологов тиофена, бензо- и дибензотиофена в процессе термической обработки высокосернистого горючего сланца.

МЕТОДИЧЕСКАЯ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Объектом исследования являлся горючий сланец Кашпирского месторождения Волжского бассейна. Горючий сланец характеризуется высоким содержанием нерастворимого органического вещества – керогена (36.19 мас. %). Важной особенностью химического состава горючего сланца является высокое исходное содержание серы – более 11 % мас. Низкое атомное отношение Н/С (1,38), совместно с высоким содержанием гетероатомов,

свидетельствует о высоком содержании неуглеродных фрагментов (кислород-, серу- и азотсодержащих функциональных групп) в составе керогена.

Сланец предварительно измельчали на шнековой мельнице, отбирая фракцию 0.14–0.5 мм. Крекинг горючего сланца проводили в герметичном реакторе из нержавеющей стали в среде воздуха при температурах 425, 450, 475 °С и продолжительностью 40, 60, 80 и 100 минут. После крекинга определяли материальный баланс процесса. Масса навески горючего сланца на один эксперимент составляла 14 г (два реактора с загрузкой по 7 г).

Анализ сернистых соединений жидких продуктов крекинга природных битумов проводили методом газо-жидкостной хроматографии на хроматографе «Кристалл-2000М» с пламенно-фотометрическим детектором, линейное повышение температуры составляло от 50 до 290 °С, скорость нагрева колонки – 4 град/мин. Использовалась капиллярная колонка (длина 30 м, внутренний диаметр 0.25 мм); неподвижная фаза CR-5 толщиной 2.5 мкм. Качественный состав сернистых соединений определяли путем сравнения времен удерживания анализируемых компонентов с модельными серосодержащими соединениями (тиофен, бензотиофен, дибензотиофен и их гомологи), а также данными, представленными в литературе (напр. [5, 8]). Расчет количественного содержания сероароматических соединений в составе жидких продуктов крекинга проводился с учетом опыта обработки и анализа результатов хроматографических исследований углеводородного сырья различной природы с высоким исходным содержанием серы [2-4].

Обсуждение результатов

Термическую стабильность керогена горючего сланца Кашпирского месторождения устанавливали посредством проведения трех серий термических экспериментов (крекингов) в реакторах-автоклавах, при температурах 425, 450, 475 °С, и продолжительности 40, 60, 80 и 100 минут при каждой температуре.

Установлено, что в зависимости от условий крекинга выход жидких продуктов изменяется от 14.2 до 20.3 % мас. Увеличение продолжительности крекинга при 450 °С с 40 до 100 минут приводит к значительному изменению баланса протекающих реакций: увеличивается глубина деструкции исходного органического вещества горючего сланца, что объясняет уменьшение количества твердых продуктов крекинга, а также увеличение выхода жидких продуктов на 30 % отн. (с 15.5 до 20.3 %), содержание фракции 200-360 °С в их составе повышается практически в два раза. Увеличение продолжительности крекинга до 100 мин приводит к дальнейшей деструкции новообразованной бензиновой фракции с образованием газа.

Далее, для выявления закономерностей образования серосодержащих соединений, жидкие продукты крекинга высокосернистого горючего сланца были разделены на масла, смолы и асфальтены. В полученных маслах было определено содержание общей серы, а также проведен их анализ методом ГЖХ с применением сероселективного детектора.

На основании хроматографических данных по содержанию гомологов тиофена (Т), бензо- (БТ) и дибензотиофена (ДБТ) в маслах продуктов крекинга Кашпирского горючего сланца был произведен расчет группового состава сернистых соединений.

Таблица

Содержание серосодержащих соединений в маслах жидких продуктов крекинга горючего сланца

Продолж., мин	Содержание, % мас.								
	425 °С			450 °С			475 °С		
	ΣТ	ΣБТ	ΣДБТ	ΣТ	ΣБТ	ΣДБТ	ΣТ	ΣБТ	ΣДБТ
40	0,29	17,85	4,50	0,24	27,36	4,70	0,87	19,49	9,73
60	0,36	20,34	4,83	0,93	26,67	4,14	0,88	23,97	9,78
80	1,10	20,51	5,33	1,29	25,83	3,59	0,88	21,91	9,85
100	1,62	20,69	4,69	1,63	19,48	1,88	1,35	16,92	13,94

Согласно полученным данным, после термообработки (425 °С) в составе масел жидких продуктов крекинга ГС в незначительных количествах присутствуют производные тиофена, их суммарное содержание увеличивается в 5,5 раз при увеличении продолжительности крекинга до 100 мин, но не превышает 1,6 % мас. Содержание гомологов дибензотиофена не превышает 20 % отн. от суммы серосодержащих соединений. Основное количество новообразованных серосодержащих соединений приходится на долю гомологов бензотиофена (76–80 % отн.), с увеличением продолжительности крекинга происходит их накопление в составе жидких продуктов.

Увеличение температуры процесса до 450 °С не влияет на характер накопления гомологов тиофена. Основная доля сероароматических соединений по-прежнему представлена гомологами бензотиофена, однако содержание гомологов бензотиофена и дибензотиофена уменьшается при увеличении продолжительности крекинга, т. к. в этих условиях происходит увеличение содержания серы в маслах, а также наблюдается максимальная глубина деструкции керогена и наибольший выход жидких продуктов, возможно предположить, что жидкие продукты обогащаются более сложными сернистыми соединениями.

Дальнейшее увеличение температуры крекинга горючего сланца до 475 °С скорость образования гомологов Т снижается, как и их количество в составе жидких продуктов. Содержание гомологов бензотиофена проходит через максимум при 60 мин и далее снижается. Происходит накопление гомологов дибензотиофена в составе жидких продуктов при увеличении продолжительности крекинга, их доля увеличивается до 40 % от суммы сероароматических соединений. Вероятно, это обусловлено каталитическим влиянием неорганической части горючего сланца на протекающие процессы, в результате чего такие реакции, как циклизация и дегидрирование протекают интенсивнее и приводят к образованию большого количества конденсированных сероароматических соединений – гомологов дибензотиофена.

СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Заключение. Установлено, что увеличение температуры и продолжительности крекинга приводит к увеличению выхода газообразных продуктов. Количество твердых продуктов крекинга органического вещества горючего сланца (смесь кокса и непрореагировавшего керогена) увеличивается в сериях экспериментов при 425 и 475 °С. При температуре крекинга 450 °С их выход уменьшается вследствие термической деструкции керогена с образованием жидких и газообразных продуктов.

Установлены закономерности изменения содержания тиофена и его производных в составе жидких продуктов крекинга в зависимости от условий термической обработки высокосернистого горючего сланца. Показано, что в составе новообразованных сернистых соединений преобладают гомологи бензотиофена, содержание которых составляет в среднем 70-80 % отн. Вероятно, значительная часть серы в составе керогена содержится в виде бензотиофеновых структур, которые при термическом воздействии на кероген попадают в состав жидких продуктов.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР 121031200185-6).

Литература

1. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Перспективы разработки месторождений сланцевых отложений // *Фундаментальные проблемы науки: сборник статей Международной научно-практической конференции (23 января 2015 года)*. – Уфа: РИОМЦИИ ОМЕГА САЙНС, 2015. – С. 126–135.
2. Гончаров А. В., Кривцов Е. Б. Расчет кинетических параметров реакций образования и деструкции производных тиофена в процессе крекинга высокосернистого гудрона // *Химия уст. разв.* 2021. Т. 29, № 6. С. 717-723.
3. Иовик Ю. А., Кривцов Е. Б. Термические превращения серосодержащих компонентов окисленного вакуумного газойля // *Нефтехимия*. 2020. Т. 60, № 3. С. 377-383.
4. Кривцов Е. Б., Головкин А. К. Кинетика окисления сернистых соединений дизельной фракции нефти озono-кислородной смесью // *Известия Томского политехнического университета*. 2012. Т. 321, № 3. С. 157-161.
5. Chen X., Li H., Zhang L., Shi Q., Zhao S., Xu C. Direct sulfur-containing compounds analysis in petroleum via (+) ESI FT-ICR MS using HBF₄ as ionization promoter // *Fuel*. 2020. Vol. 278. P. 118334.
6. Donghao Li, Naodan Pan, Xiaojing Di, Xiaoyang Liu, Hongxiang Hu. Progress in Catalytic Pyrolysis of Oil Shale // *Scanning*. Vol. 2021. article ID 6759176. P. 6.
7. Kang Z., Zhao Y., Yang D. Review of oil shale in-situ conversion technology // *Applied Energy*. 2020. Vol. 269. P. 115121.
8. Lorentza C., Laurentia D., Zotinb J. L., Geanteta C. Comprehensive GC × GC chromatography for the characterization of sulfur compound in fuels: A review // *Catal. Today*. 2017. V. 292. P. 26–37.
9. Yang Q, Yang Q, Man Y, Zhang D, Zhou H. Technoeconomic and environmental evaluation of oil shale to liquid fuels process in comparison with conventional oil refining process // *Journal of Cleaner Production*. 2020. Vol. 255. P. 120198.

РАСШИРЕНИЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ПРОИЗВОДСТВА АГЛОПОРИТА ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОГЕННО-ПЕРЕОТЛОЖЕННЫХ УГЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КУЗБАССА

Пасечников Ю.В.¹, Тихонов Н.В.²

Научный руководитель к.т.н, доцент В.В. Тихонов

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

² *Кузбасский государственный технический университет, г. Кемерово, Россия*

Терриконы (шахтные отвалы) представляют собой техногенно-переотложенные угленосные породы двух типов – так называемые «чёрные» («негорелые», «углистые»), состоящие из обломков горных пород разнообразных как по размерам и форме, так и по литологическому составу: песчаники, аргиллиты, алевролиты, углистые алевролиты, уголь и «красные» («горельники», «безуглистые»), в которых за счёт прошедших в них процессов пирогенного метаморфизма «чёрных», в составе преобладают пирогенные брекчии, паралавы, паралавобрекчии, порцелланиты, шлакозолы и т.д. [1]

Терриконы шахтных отвалов занимают в стране большие площади, являются источниками пылевых загрязнений, а их частые самовозгорания приводят к обострению экологических проблем из-за выбросов в атмосферу помимо углекислоты ещё и серной кислоты, двуокиси азота, а также других вредных соединений, тем самым представляя собой постоянную угрозу для находящихся поблизости поселений.

Крупнотоннажная утилизация материалов терриконов позволит решить эту проблему. Из горелых пород уже сейчас производится щебень, песок из отходов дробления, заполнители для бетонов. Однако наилучший технико-экономический результат может быть получен только при производстве продуктов с более высокой добавленной стоимостью, таких, например, как строительный кирпич [2] и портландцемент.

Схожесть основных свойств «чёрного» терриконика с глиной, а «красного» - с обожженным шамотом, а также наличие в их составах негоревших частиц угля, дающее высокую теплотворную способность (по разным оценкам от 2500 до 9200 кДж/кг), позволили сделать предположение о возможности использования этих материалов в технологии получения пористого заполнителя методом самоподдерживающегося агломерирующего обжига.

Широкому использованию материалов терриконов в промышленности строительных материалов мешает весьма неоднородный химический и минералогический состав даже в пределах одного угольного бассейна, требующий в обычном случае тщательного изучения конкретных терриконов. Избежать подобных сложностей

возможно с помощью разрабатываемой авторами технологии утилизации техногенных материалов различного генезиса, практическая «всеядность» которой ранее неоднократно отмечалась.

При проведении экспериментов сырьевая смесь для получения аглопорита составлялась из «черного» и «красного» террикоников, измельчённых до полного прохождения через сито с размером отверстий 1 мм. Компоненты смешивались между собой при следующих соотношениях: 100/0, 75/25, 50/50, 25/75 и 0/100 %, гранулировались на тарельчатом грануляторе с использованием раствора силиката натрия в качестве связующего до размера гранул 7-10 мм и подвергались сушке с последующим обжигом в лабораторной установке.

Результаты проведённых исследований позволяют сделать вывод о том, что материал террикоников, представляющий из себя смесь горной породы и угля с содержанием последнего 12–14 % для «чёрной» или 2–4 % для «красной» разновидности, вследствие своей двойственной природы представляет собой ещё один ценный техногенный крупнотоннажный ресурс для получения обжигового аглопоритового гравия и песка.

Литература

1. Акулов Н. И., Прокопьев С. А., Прокопьев Е. С. Самовозгорание техногенно-переотложенных угленосных отложений Кузбасса.
2. Баталин Б. С. и др. Применение отходов угольных шахт в качестве сырья для получения керамического кирпича // Известия высших учебных заведений. Строительство. – 2010. – №. 11-12. – С. 21-25.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АКТИВНОГО ИЛА В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА ПРИ УТИЛИЗАЦИИ ЗОЛОШЛАКОВЫХ МАТЕРИАЛОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Пасечников Ю.В.¹, Тихонов Н.В.²

Научный руководитель доцент В.В. Тихонов¹

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

²Кузбасский государственный технический университет, г. Кемерово, Россия

Активный ил очистных сооружений – это сложнейшая органоминеральная структура из живых организмов и неорганической основы. Он порождается в процессе очистки сточных вод в количестве нескольких миллионов тонн в год и относится к отходам IV класса опасности [1]. В отличие от ила из отстойников I стадии очистки, он не обладает выраженной патогенностью, однако может содержать болезнетворные микроорганизмы и яйца гельминтов. Это обстоятельство, а также часто отмечаемое повышенное содержание тяжелых металлов, осложняют использование ила в переработанном виде. Согласно данным, приведённым в [2], из общего количества отводимых илов в России используется не более 3 %, а основная масса ила хранится в илонакопителях или захоранивается на полигонах.

Одним из наиболее распространённых способов утилизации избыточного активного ила является технологическое сжигание. Однако на пути широкого распространения данного метода встаёт излишняя обводнённость ила, который из-за высокого содержания коллоидных веществ с трудом поддается механическому обезвоживанию.

По мнению авторов работы [3], активный ил непригоден для сжигания без дополнительного подвода тепловой энергии или без предварительного обезвоживания, так как согласно нижеприведённой на рисунке диаграмме определения зоны автогенного горения Таннера, влажность органического топлива должна быть не более 50 %, зольность менее 60 %, а содержание углерода > 25 %, что в данном случае не соблюдается.

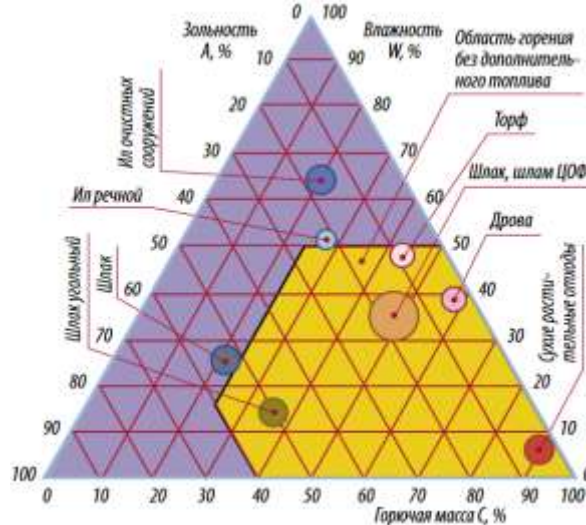


Рис. Диаграмма Таннера

(Желтая зона (нижний правый угол диаграммы) – область органических веществ, сжигание которых возможно без подвода дополнительного тепла)

Авторы настоящей работы предлагают решить проблему утилизации излишне обводнённого активного ила путём использования его в качестве топлива в технологии утилизации золошлаковых материалов ТЭС. Так, смешение ила с более сухими золошлаковыми материалами даст более низкую результирующую влажность смеси, а последующее гранулирование резко увеличит технологичность смеси при последующем агломерационном обжиге. Каждый из компонентов в процессе обжига играет свою уникальную роль - формирование структуры аглопорита проходит из минералов, содержащихся в золошлаковой смеси и в неорганической части ила, а сам процесс обжига протекает за счёт тепла полученного при автогенном горении активного ила.

Серия проведённых в лабораторных условиях экспериментов по проведению агломерационного обжига смеси из активного ила и золошлаковых материалов ТЭС различного состава и места образования показала возможность получения востребованной товарной продукции (аглопоритового песка) путём самоподдерживающегося термического синтеза из двух вышеупомянутых техногенных материалов, а само исследование является весьма актуальным, выполняя главное требование экологов о необходимости разработки новых методов утилизации отходов, которые позволили бы значительно снизить их количество.

Использование произведённого по данной технологии аглопорита в строительстве и дорожном хозяйстве не только экономически выгодно, но и экологично, так как позволяет в одной технологии утилизировать два техногенных материала, которые к тому же могут быть загрязнены тяжелыми металлами и токсинами. Перспективным направлением для продолжения исследований авторы видят добавление в сырьевую смесь для производства аглопорита минеральных частиц, полученных при первичной механической очистке сточных вод в т.н. песколовках (песок, шлак, бой стекла т. п.).

Литература

1. Горелова О. М., Титова К. Ю. Исследования по утилизации избыточного активного ила // Ползуновский вестник. – 2015. – №. 4-1. – С. 114-118.
2. Ладыгин К. В., Стомпель С. И. Проблема очистных сооружений-избыточные иловые осадки // ЭКОИНЖ» выпуск. – 2019. – №. 19.
3. Komilis D., Kissas K., Symeonidis A. Effect of organic matter and moisture on the calorific value of solid wastes: An update of the Tanner diagram //Waste management. – 2014. – Т. 34. – №. 2. – С. 249-255.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГИДРОКРЕКИНГА ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ

Самойлов Е.Р.¹, Григораш М.С.¹ Дементьев А.Ю.²

Научный руководитель профессор Е.Н. Ивашкина

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

²*ООО «КИНЕФ», г. Кириши, Россия*

Гидрокрекинг вакуумного газойля является наиболее эффективным способом увеличения глубины переработки высококипящих фракций нефти и позволяет получать широкий ассортимент ценных продуктов – компоненты зимнего и летнего дизельных топлив, компоненты авиационных топлив, высококачественное сырье для процессов каталитического риформинга и изомеризации, сжиженные углеводородные газы, сырье для процессов производства базовых масел II и III групп.

В качестве сырья процесса гидрокрекинга, как правило, используются вакуумные газойли (прямогонные либо вторичного происхождения), которые в своем составе содержат тяжелые углеводороды, гетероатомные соединения и смолы.

Одной из важнейших задач, связанных как с сопровождением действующих установок гидрокрекинга, так и проектированием объектов, является оптимизация технологии в направлении совершенствования технологической схемы, условий проведения процесса для достижения высокой степени конверсии сырья и стабильности работы катализатора. Данная проблема может быть решена при использовании математической модели процесса, учитывающей кинетические и термодинамические закономерности целевых и побочных реакций гидрокрекинга.

Цель данной работы – определить состав и физико-химические свойства сырья и продуктов процесса гидрокрекинга как исходные данные для построения математической модели двухлинейного двухступенчатого гидрокрекинга в качестве инструмента для оптимизации работы реактора и катализатора.

В данной работе рассмотрена технология двухлинейного двухступенчатого гидрокрекинга, в котором перерабатывается два вида сырья (или их смесь) – легкий (температура выкипания фракции 300-400 °С) и тяжелый (температура выкипания фракции 300-570 °С) вакуумный газойль (ВГ), в двух различных реакторах, после которых кубовые продукты двух колонн фракционирования направляются в два отдельных реактора второй ступени, откуда возвращаются в колонны фракционирования.

Основными продуктами такой конфигурации являются сжиженные углеводородные газы, легкая и тяжелая нефтя, компоненты реактивного и дизельного топлива.

Результаты испытаний приведены в таблице 1.

Таблица 1

Групповой состав легкого и тяжелого вакуумных газойлей

Компонент	Содержание группы, % мас.					
	Парафины и нафтены	Легкие арены	Средние арены	Тяжелые арены	Смолы I	Смолы II
Сырье 1-ой линии реактора R-2001	52,7	10,8	9,7	19,2	4,1	3,6
Сырье 2-ой линии реактора R-2003	56,2	12,3	6,3	17,3	3,5	4,3
Кубовый продукт колонны Т-2002	94,1	2,2	0,6	0,6	0,8	1,6
Кубовый продукт колонны Т-2003	86,9	5,9	1,1	2,4	2,0	1,6

Сырье 1-ой линии представляет собой смесь вакуумного газойля, произведенного в цехе глубокой переработки нефти, сырье 2-ой линии – смесь вакуумного газойля цеха глубокой переработки нефти и установки первичной переработки нефти. Насыщенные углеводороды преобладают по содержанию в данных смесях вакуумных газойлей, содержание ароматики различного строения в сырье 2-ой линии меньше на 2-4 % из-за вакуумного газойля установки первичной переработки нефти, добавляемого к сырью этой линии. Бензолные смолы I и спиртбензолные смолы II различаются на 0,5-1 %.

Кубовый продукт колонны фракционирования Т-2002 содержит более 94 % парафинов и нафтенов в составе, также содержит малое количество ароматики 1-3 % и смол 1-2 %. Кубовый продукт отпарной колонны Т-2003 сходен по составу с кубовым продуктом колонны Т-2002, в нем преобладают парафины и нафтены, ароматика и смолы содержатся на 1-3 % больше, чем в кубе колонны фракционирования. Групповой состав показывает, что содержание тяжелых аренов в сырье первой линии в процессе гидрокрекинга уменьшается на 97 %, а в сырье второй линии на 86 %. Эти величины содержания тяжелых ароматических веществ могут характеризовать степень конверсии процесса. Содержание смол уменьшилось на 50–80 %. Вместе с тем, данные вещества являются причиной образования более конденсированных коксоподобных соединений, которые дезактивируют катализатор или осаждаются на стенках аппаратов.

Также в ходе исследования проведены испытания образцов сырья и полупродуктов с целью определения их физико-химических свойств: содержание серы, плотность, вязкость и молекулярная масса.

Результаты испытаний приведены в таблице 2.

Таблица 2

Физико-химические свойства сырьевых и продуктовых потоков установки гидрокрекинга ООО «КИНЕФ»

№	Поток	S, %	μ		ρ, г/см ³	M, г/моль
			υ, мм ² /с	η, Мпа*с		
1	Сырье реактора R-2001	2,03	34,877	31,221	0,8952	—*
2	Сырье реактора R-2003	1,896	23,448	20,816	0,8878	374,7387
3	Продукт реактора R-2001	0,002	5,1319	4,1928	0,8170	—
4	Продукт реактора R-2002	0,0028	6,6269	5,2734	0,7958	296,8
5	Продукт реактора R-2003	0,0224	2,2432	1,7731	0,7904	262,14
6	Продукт реактора R-2004	0,0019	6,7158	5,3477	0,7963	282,48
7	Гидрогенизат сепаратора V-2011	0,0251	5,9284	4,7783	0,8060	300,76
8	Гидрогенизат сепаратора V-2013	0,0135	4,1468	5,1807	0,8004	344,33
9	Кубовый продукт колонны Т-2002	0,0038	15,651	12,814	0,8187	408,11
10	Кубовый продукт колонны Т-2003	0,0011	11,149	9,0688	0,8134	—
11	Легкая нефтя (нк-85 °С)	0,0029	0,64641	0,42858	0,663	—
12	Тяжелая нефтя (85-155 °С)	0,0008	0,60465	0,4293	0,71	—
13	Компонент дизельного топлива (зимнего)	0,0006	1,0361	0,7961	0,7684	—
14	Компонент дизельного топлива летнего	0,0046	3,7017	2,9872	0,8065	272,77

* – анализ данных потоков планируется в будущем

На основе полученных результатов, а также обзора литературы была составлена формализованная схема превращений групп углеводородов в процессе гидрокрекинга (рис. 1).

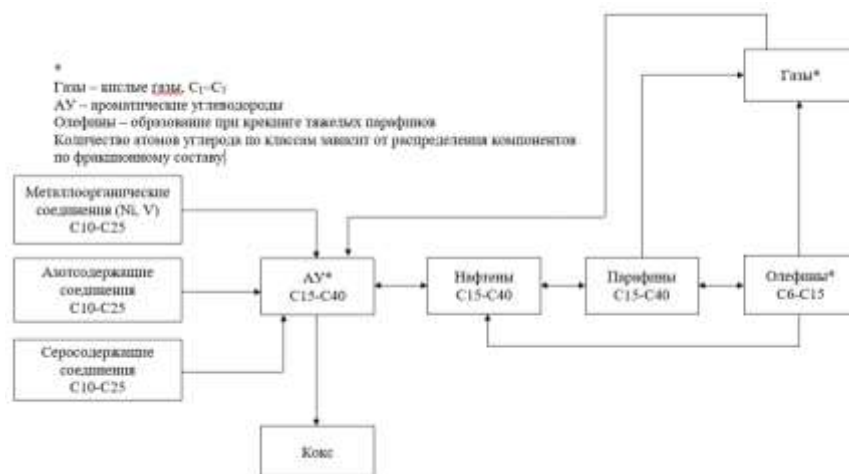


Рис. 1. Формализованная схема превращений веществ в процессе гидрокрекинга

В процессе гидрокрекинга протекают следующие типы реакции: деметаллизация, гидрогенолиз соединений серы и азота; гидрирование ароматических углеводородов; крекинг парафинов, изопарафинов, нафтенов и деалкилирование ароматических углеводородов, а также изомеризация различных соединений. Также имеют место побочные реакции поликонденсации ароматических соединений с последующим образованием полициклических соединений и кокса, которые блокируют активные центры катализатора, а также образует трудноудаляемые отложения в оборудовании.

Таким образом, рассмотрена технология двухлинейного двухступенчатого гидрокрекинга вакуумного газойля. Проведено исследование группового состава вакуумного газойля и кубовых продуктов колонны фракционирования и отпарной колонны гидрокрекинга. Групповой состав показал, что конверсия ароматических соединений может достигать 90 %. Определены основные физико-химические свойства сырьевых и продуктовых потоков. На основе полученных результатов лабораторных испытаний составлена формализованная схема превращений, которая учитывает основные реакции гидрокрекинга с участием нафтеновых и ароматических углеводородов, а также побочную реакцию коксообразования. Полученные данные будут использованы для разработки математической модели процесса гидрокрекинга.

Литература

1. Анчита Х., Спейт Д. Переработка тяжелых нефтей и нефтяных остатков. Гидрогенизационные процессы – СПб.: ЦОП «Профессия», 2012. – 384 с.

ПОРИСТЫЙ СТЕКЛОКОМПОЗИТ НА ОСНОВЕ МАРШАЛИТА ПО ОДНОСТАДИЙНОЙ ЩЕЛОЧНОЙ ТЕХНОЛОГИИ С ПОНИЖЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ЩЕЛОЧИ

Скирдин К.В., Попова А.Е., Буравлева Д.И.

Научный руководитель профессор О.В. Казьмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целям снижения энергозатрат служит использование эффективных теплоизоляционных материалов, позволяющих снизить энергопотребление на 30–40 % [3]. Эффективными и долговечными теплоизоляционными материалами являются пористые стеклокомпозиаты типа пеностекла, обладающие рядом специфических свойств: пожаро- и взрывобезопасность, нетоксичность, экологичность. Традиционным сырьевым источником стеклокомпозиатов типа пеностекла является вторичный бой стекла, к которому предъявляется ряд жестких требований по химическому составу. В связи с чем в последние десятилетия наметился тренд на использование природного кремнеземистого сырья и отходов производств. Кроме того, взамен традиционной двухстадийной технологии синтеза развивается менее энергоемкая одностадийная щелочная технология. Традиционная технология включала в себя предварительную варку стеклогранулята с последующим измельчением в порошок, используемый в шихте с газообразователем, которую подвергали вспениванию при температурах 900–950 °С. Одностадийная щелочная технология позволяет снизить температуру синтеза за счет высокой химической активности едкого натрия, провести вспенивание без добавления дорогостоящего газообразователя поскольку вспенивание происходит за счет выделения паров воды. В научной периодике описаны составы преимущественно на основе аморфного кремнеземистого сырья, поскольку аморфное строение кремнезема позволяет более экспрессно провести реакции силикатообразования в композициях [1–2]. Технологий получения пористых стеклокомпозиатов на основе кристаллического кремнеземистого сырья, в частности маршалита не описано. В работе использован маршалит Елбашинского месторождения - природное высококремнеземистое сырье (95,7 масс. % SiO₂) с дисперсностью 75 % частиц менее 30 мкм. Использование дисперсного от природы кремнеземистого сырья позволяет снизить энергозатраты, связанные

с диспергированием. Кристаллическая структура кремнезема маршалита теоретически позволит повысить прочность материала. Поскольку кристаллический кремнезем менее реакционноспособен, чем аморфный, что может замедлять процессы силикатообразования, необходима частичная замена маршалита на аморфный микрокремнезем. В работе использован микрокремнезем, отход производства Братского завода ферросплавов дисперсностью частиц (75 %) менее 0,4 мкм. В таблице 1 представлен оксидный состав сырьевых материалов.

Таблица 1

Оксидный состав кремнеземистых сырьевых материалов

Сырье	Содержание оксидов, масс. %					
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	Δ п.п
Маршалит	95,7	2,1	0,3	1,0	0,4	0,5
Микрокремнезем	91,7	1,2	0,9	0,5	0,9	4,4

В работе исследованы составы с пониженным содержанием щелочного компонента с соотношением SiO₂/Na₂O = 4,3; 5,7; 7,3. Технология синтеза пористого стеклокомпозита включает предварительное растворение едкого натрия в горячей воде (98 °С), далее в раствор вводятся предварительно смешанные навески маршалита и микрокремнезема и тщательно перемешиваются до однородной массы. Далее композиция помещается в металлические формы в печь на 850 °С и вспенивается в течении 30 минут. В результате экспериментов установлено, оптимальное соотношение SiO₂/Na₂O = 5,7, при котором формируется выраженная пористая структура. В таблице 2 представлены характеристики стеклокомпозита с SiO₂/Na₂O = 5,7.

Таблица 2

Свойства синтезированного стеклокомпозита с соотношением SiO₂/Na₂O = 5,7

Прочность, МПа	Плотность, кг/м ³	Водопоглощение, %
6,5±0,25	590±20	7

Работа выполнена при поддержке государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FEMN-2022-0001).

Литература

1. Бубенков О. А. и др. Синтез мелкогранулированного пеностеклянного материала из природного аморфного оксида кремния с наноразмерной пористостью // Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. – 2010. – Т. 2. – №. 4. – С. 14-21.
2. Yu M. A. et al. influence of silica fume on the production process and properties of porous glass composite // Известия высших учебных заведений. Химия и химическая технология. – 2023. – Т. 66. – №. 1. – С. 84-92.
3. Фадеев, А. В. Стандарты XXI века в области тепловой изоляции // Энергобезопасности и энергосбережение. – 2010. – Т.32. – № 2. – С. 16–17.

РАЗРАБОТКА РАСШИРЕННОЙ ФОРМАЛИЗОВАННОЙ СХЕМЫ РЕАКЦИЙ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА

Тажмуликов Д.Б.¹, Пчелинцева И.В.²

Научные руководители: к.т.н., доцент Е.С. Чернякова, д.т.н., профессор Ивашкина Е.Н.

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

²ООО «Исследовательский центр ГазИнформПласт», г. Томск, Россия

Каталитический риформинг является одним из базовых процессов современной нефтепереработки в России и за рубежом уже более 60 лет. Основная цель процесса – улучшение октановых характеристик компонента автомобильных топлив. Каталитический риформинг не столько влияет на глубину переработки нефти, сколько является определяющим качеством автобензинов [1, 2]. Также в ходе процесса получают ценные продукты – сырье для других нефтехимических и химических процессов.

В качестве сырья каталитического риформинга используется прямогонная бензиновая фракция нефти с температурами кипения 85 – 180 или 105 – 180 °С. Реже могут применяться и бензины вторичного происхождения. Целевыми реакциями являются дегидрирование и дегидроциклизация циклоалканов до аренов, которые обладают высоким октановым числом. Помимо основных реакций, параллельно протекают побочные – гидрокрекинг алканов, а также реакции конденсации в ходе которых образуются нежелательные продукты (например, кокс, легкие углеводородные газы), выход которых должен быть минимизирован.

Прогресс в каталитическом риформинге за время его существования достиг определенного уровня: увеличение выхода целевого продукта более чем в 1,5 раза, разработка катализаторов и нового типа реакторных устройств, совершенствование технологического оформления процесса, что выразилось, в частности, в снижении рабочего давления более чем в 10 раз [1].

СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Каталитический риформинг довольно сложный процесс для изучения из-за многокомпонентного состава нефти (более 200 компонентов) и большого количества реакций, протекающих с участием этих компонентов на бифункциональном катализаторе, совмещающем в себе кислотную и металлическую функции. Реакции отличаются друг от друга порядком, могут идти в несколько стадий на разных центрах катализатора. Основной подход к изучению данного процесса - метод математического моделирования [3]. Математическая модель позволяет учесть особенности процесса, с её помощью можно подобрать подходящий катализатор, предсказать выход и качество продукта, проанализировать влияние сырья на материальный баланс процесса.

Метод математического моделирования широко используется для изучения таких сложных процессов, как каталитический риформинг, и уже существует несколько моделей риформинга, созданных разными учеными []. Одна из таких моделей разработана в Томском политехническом университете в рамках научной школы профессоров А.В. Кравцова и Э.Д. Иванчиной, она успешно применяется для изучения и прогнозирования эффективности процесса на протяжении более 20 лет [4]. Вместе с тем, приоритетным направлением развития нефтеперерабатывающего сектора России является углубленная переработка нефти: вводятся в эксплуатацию установки каталитического крекинга, гидрокрекинга, коксования и других процессов. В ходе данных процессов получают низкооктановые компоненты, которые потом могут использоваться в качестве сырья каталитического риформинга. Усложнение состава используемого в риформинге сырья потребовало усовершенствования существующей модели в части расширения схемы превращений углеводородов новыми компонентами.

Цель данной работы заключалась в разработке новой формализованной схемы превращений углеводородов в процессе каталитического риформинга бензинов при переработке тяжелой нефти гидрокрекинга.

Первым этапом модификации математической модели каталитического риформинга является разработка расширенной формализованной схемы реакций, которая учитывает новые компоненты сырья.

Таким образом, для начала необходимо было проанализировать экспериментальные данные с промышленных установок риформинга (образцы 1-4) и тяжелую нефть с установки гидрокрекинга (образец 5), которая вовлекается в процесс риформинга в качестве дополнительного потока. Групповое распределение углеводородов в исследуемых образцах представлено в таблице.

Таблица

Распределение углеводородов по группам в образцах нефти*

Образец сырья	Группа углеводородов, % масс.				
	Алканы	Изоалканы	Циклоалканы	Арены	Олефины
Сырьё 1	23,74	28,70	35,47	11,50	0,14
Сырьё 2	25,08	32,52	30,21	11,85	0,05
Сырьё 3	21,75	30,18	37,30	9,39	0,11
Сырьё 4	19,61	28,19	35,56	15,84	0,51
Нефтя гидрокрекинга	8,57	27,31	42,65	8,70	12,77

* метод испытаний – хроматографический, с программным обеспечением Аналитик 2.6, метод обработки – детальный углеводородный анализ до C15

Как видно из таблицы, первые четыре образца нефти похожи между собой по процентному содержанию тех или иных углеводородов в группах. Пятый образец заметно выделяется на фоне классической прямогонной нефти – сырья риформинга повышенным содержанием олефинов и пониженным содержанием алканов, но несмотря на этот факт, сырьё может быть использовано для вовлечения в процесс риформинга. Главную ценность в сырье риформинга представляет группа циклоалканов, и как видно из Таблицы 1, в пятый образец сырья характеризуется их повышенным содержанием по сравнению с остальными.

Рассматривая образцы по компонентам и учитывая количество атомов углерода в них, было выявлено содержание углеводородов до C₁₂₊ (порядка 1,00 % масс.). По этой причине необходимо усовершенствовать формализованную схему превращений процесса риформинга с учетом реакций углеводородов, входящих в состав новых видов сырья, вовлекаемых в переработку, а также индивидуальных компонентов до C₁₂₊.

На основании имеющихся данных о составах сырья, а также на основе результатов литературного обзора, был составлен список химических реакций с участием компонентов C₁–C₁₂, который включает в себя около 200 реакций. Учитывались именно те реакции, которые возможны при технологических условиях каталитического риформинга на платиносодержащем катализаторе [5]. Усовершенствованная формализованная схема реакций процесса, которая включает в себя реакции с участием олефиновых углеводородов, представлена на рисунке 1.

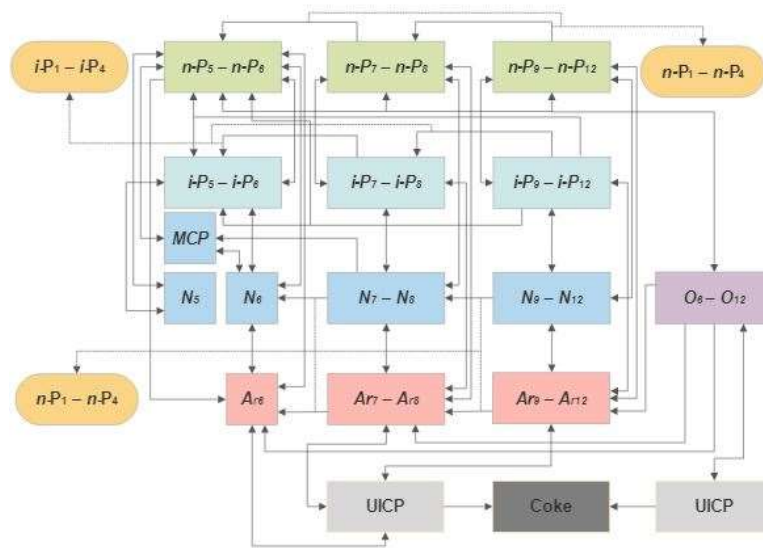


Рис. Формализованная схема превращений углеводородов в каталитическом риформинге

n-P_j – нормальные алканы (парафины), *i-P_j* – алканы изомерного строения (изопарафины), *N_j* – нафтенны (циклоалканы), *Ar_j* – ароматические углеводороды (арены), *O_j* – олефины, *j* – количество атомов углерода, MCP – метилциклопентан, UICP – непредельные промежуточные продукты уплотнения (НППУ), Coke – кокс

Данная схема содержит как обратимые, так и необратимые реакции. Большинство реакций являются обратимыми, кроме реакций гидрокрекинга и деалкилирования. Следующим этапом совершенствования модели будет составление кинетических уравнений реакций согласно данной схеме, формирование матрицы реакций, а также составление уравнения модели реактора.

Исследования выполнены при поддержке Российского научного фонда, проект № 19-71-10015-п.

Литература

1. Белый А. С. Современное состояние, перспективы развития процесса и катализаторов риформинга бензиновых фракций нефти // Катализ в промышленности. – 2014. – №. 5. – С. 23-28.
2. World Oil Outlook 2022 Organization of the Petroleum Exporting Countries [Электронный ресурс] – 1 компьютерный файл (pdf; 13 286 KB). – Режим доступа: <https://woo.opec.org/pdf-download/>
3. Ancheyta J. Modeling and simulation of catalytic reactors for petroleum refining. – John Wiley & Sons, 2011.
4. Gyngazova M. S. et al. Reactor modeling and simulation of moving-bed catalytic reforming process // Chemical Engineering Journal. – 2011. – Т. 176. – С. 134-143.
5. Yusuf A. Z. et al. Modelling, simulation and sensitivity analysis of naphtha catalytic reforming reactions // Computers & Chemical Engineering. – 2019. – Т. 130. – С. 106531.

ГАЗЫ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАЙСУНСКОГО ПРОГИБА

Турсунова А. А.

Научный руководитель доцент М.Г. Юлдашева

Ташкентский государственный технический университет имени Ислама Каримова,
г. Ташкент, Узбекистан

В административном отношении месторождение «Мустакилликнинг 25 йиллиги» располагается в пределах Байсунского района Сурхандарьинской области Республики Узбекистан. В орографическом отношении площадь представляет собой овражно-балочный рельеф. Общий наклон поверхности обращен к югу. На юго-западе площади имеются овраги Кунь-Кумаз и Шурсай, по которым протекают воды Кафрунса. На северо-востоке протекает речка Пуль - Хаким. На площади имеются родники и колодцы с пресной водой, пригодной для питья. Имеются ирригационные сооружения, каналы и холмы. В районе доминирует засушливый полупустынный климат, и оазисы жизни сосредоточены в речных долинах [4].

Определение углеводородных компонентов (от C₁ до C₆) и не углеводородных (CO₂, N₂ и O₂) газов осуществляется на хроматографе марки «Кристалл люкс 4000М» (Россия) с пламенно-ионизационным детектором и программным обеспечением. Колонка (d = 0,3 см, длина 3 м) заполнена активированной окисью алюминия (зернение 0,25–0,50 мм). Режим работы: температура - от 80 до 180 °С, скорость повышения температуры – 17 °С/мин., время анализа 25 минут, газ-носитель – гелий. Определение не углеводородных компонентов (водород, гелий): режим работы: температура - от 50 до 150 °С, скорость повышения температуры – 15 °С/мин., время анализа 20 минут, расход газа-носителя – аргон. Относительная погрешность определения не превышает 3 % [1].

Для расчета калибровочных коэффициентов используется градуировочная смесь (баллон № SD12-4, вместимость 10 дм³) ГП «Центра по оказанию метрологических услуг» агентства «Узстандарт» (ноябрь 2019 г).

СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Определение содержания сероводорода в газах изучаемых месторождений осуществлялось с предписаниями государственных стандартов - ГОСТа 22387.2-83 (устанавливающего аналитический метод определения сероводорода в природных газах), с учетом методик исследований газоконденсатных объектов для определения H_2S , разработанных в Опытно-методической партии Стандартные аналитические методы включают в себя определение основных солевых компонентов (ионов хлорида, сульфата, карбоната, гидрокарбоната, кальция, магния, натрия) и микрокомпонентов (йода, брома, бора), позволяющих определить группу и тип воды. Определение кальция и магния производится трилонометрическим методом, который применим для вод с различной жесткостью [2].

В процессе испытания скважины 1-О на месторождении «Мустакилликнинг 25 йиллиги» осуществлялась операция по отбору газа и воды из продуктивных верхнеюрских и нижнемеловых отложений. Проведен газохроматографический анализ проб газов из верхнеюрских (XV и XVa горизонтов) и нижнемеловых отложений скважина № 1-О месторождения «Мустакилликнинг 25 йиллиги» и скважина № 11 Гаджак [3]. Газохроматографический анализ это, физико-химическое разделение вещества, которое находится в газовой фазе и проходит вдоль нанесенной на твердый сорбент нелетучей жидкости. Такая хроматографическая методика сегодня считается наиболее перспективной.

Перспективность данного хроматографического метода обусловлена возможностью исследования близких по составу компонентов сложной смеси, даже если их температура кипения отличается на десятые доли градуса. На проведение анализа обычно требуется небольшое количество вещества и всего несколько минут.

Для исследования смеси методом газожидкостной хроматографии применяется современный хроматограф. По этим методам образцы газов были отобраны из устья и сепаратора (в металлические контейнеры объемом 20 литр, а также в стеклянные бутылки объемом 0,5 литр). Всего 21 проба газов [6].

В составе нижнемеловых газов скважин 1V-P и 4V-P месторождения «Мустакилликнинг 25 йиллиги» в составе преобладают метан. Характерным для этих газов является крайняя объединенность гомологами метана (C_{2+} высшие) и высокое содержание углекислого газа. По общепринятой классификации газы являются сухими, низко сернистыми, углекислыми, азотными (скв.1V-P) и низкоазотными (скважина 4V-P). Воды по физико-химическим параметрам имеют различный генетический тип: хлоркальциевый (ХК), хлоридно-магниевый (ХМ) и сульфатно-натриевый (СН).

Воды скважин № 1V-R из интервала 2674–2656 м представляет собой кондиционной воды со смесью незначительным количеством пластовой (проба № 1) и техническую с примесью пластовой (проба № 2); из интервала 2656-2674м - пластовую (пробы № 3, № 4) и техническую (проба № 5) вод.

Воды скважины №2V-R (пробы № 3 и № 4) из интервала 451–442 м представляет собой техническую воду инфильтрогенного генезиса (проба № 1) и техническую воду со смесью пластовой (проба № 2); из интервала 2473,50–2495м (пробы № 3, 4) - пластовую воду с выщелачиванием солей [5]. Воды скважины № 4V-R представляют собой пластовую воду. Отобранная проба воды из источника представляет собой техническую воду (поверхностная вода).

В качестве рекомендации для повышения достоверности и качества гидрогеологической информации, при поисково-разведочных исследованиях на углеводороды, предлагается проведения отбор проб пластовых вод, с помощью глубинного пробоотборника, замер пластового давления и температуры, замер статического уровня подошвенной воды.

Литература

1. Кушников И.В., Хуршудова Е.С., Шамсутдинова А.Р. Методика исследования газоконденсатных объектов для определения содержания сероводорода и результаты внедрения её на месторождениях Бухаро-Хивинского региона. Реф.сб. «Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений». - М., Вып.1., 2000. - С. 8-15.
2. Нарижая В.Е. Некоторые методы исследования газа в полевых условиях. / В кн.: Методическое пособие по отбору и анализу проб природных газов. - Л.: Недра. 2014. - С. 76-84.
3. Нарижная В.Е. Природные газы Средней Азии. - М.: Недра, 1976, - 232 с.
4. Старобинец И.С., Стадник Е.В., Зорькин Л.М. Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов. – М.: Недра, 2012. – С. 88-89.
5. Соколов В.А., Бестужев М.А., Тихомолова Т.В. Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением. - М.: Недра, 1972. - 276 с.
6. Царев Н.И., Царев В.И., Катраков И.Б. «Газовая хроматография» - Барнаул, 2000

СИНТЕЗ N-ГЕТЕРОЦИКЛОВ В ПРИСУТСТВИИ МОДИФИЦИРОВАННОГО ИЕРАРХИЧЕСКОГО ЦЕОЛИТА H-Y_h

Филиппова Н.А., Артемьева А.С.

Научный руководитель д.х.н., в.н.с. Н.Г. Григорьева
Институт нефтехимии и катализа УФИЦ РАН, г. Уфа, Россия

Азотсодержащие гетероциклы обладают полезными свойствами и находят широкое применение при производстве лекарств, сорбентов для драгоценных металлов, ингибиторов коррозии, полимеров, гербицидов, красителей, латексов [1-2].

В большинстве известных способов получения пиридинов и хинолинов используются гомогенные катализаторы, это приводит к многостадийности и трудности выделения целевых продуктов. Этим недостатком лишены гетерогенные катализаторы, в т.ч. цеолитные.

Целью данной работы является разработка гетерогенно-каталитических способов получения: 1) пиридинов реакцией этанола и формальдегида с аммиаком; 2) хинолинов реакцией этанола и формальдегида с анилином в присутствии образцов иерархического цеолита H-Y_h, модифицированного оксидами металлов (Fe₂O₃, ZnO, CuO).

Экспериментальная часть. Иерархический цеолит Na-Y_h синтезировали в гранулах по методике, описанной в [3]. В H-форму образцы катализаторов переводили ионным обменом катионов Na⁺ на NH₄⁺ с последующей термообработкой при 550 ± 5 °С в течение 6–8 ч. Исходный образец H-Y_h модифицировали пропиткой по водопоглощению в растворе соответствующей соли Cu(NO₃)₂·3H₂O, Fe(NO₃)₃·9H₂O, Zn(NO₃)₂·6H₂O. Полученные образцы обозначили как CuO/H-Y_h, ZnO/H-Y_h, Fe₂O₃/H-Y_h. Содержание оксидов - 3 % мас.

Синтез пиридинов осуществляли циклоконденсацией этанола и формалина (3–7%) с водным раствором аммиака (28%) при 350 °С, 1,5 ч, 7 ч⁻¹, мольное соотношение C₂H₅OH: CH₂O: NH₃= 1,0: 0,8: 1,5.

Синтез хинолинов осуществляли реакцией анилина с формальдегидом и этанолом при 450 °С, 5 ч⁻¹, 1 ч, мольном соотношении CH₂O:C₂H₅OH:C₆H₅NH₂ = 1:1:0,5.

Обсуждение результатов.

Синтез пиридинов осуществляли реакцией этанола (рис.1):

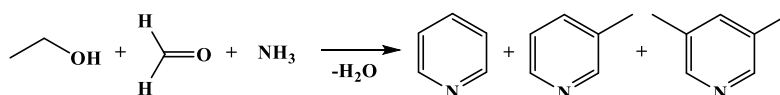


Рис. 1. Взаимодействием этанола с формальдегидом и аммиаком

Продуктами реакции являются пиридин и его алкилпроизводные, а также более «тяжелых» соединений, представляющих собой полизамещенные пиридины с молекулярной массой выше 173 г/моль.

Таблица 1

Синтез пиридинов на цеолитах H-Y_h

Катализатор	Конверсия C ₂ H ₅ OH, %	Селективность, %			
		Пиридин	Пиколины	Лутидины	«Тяжелые»
H-Y _h	40	25	49	21	5
CuO/H-Y _h	60	27	51	17	5
ZnO/H-Y _h	35	29	51	17	3
Fe ₂ O ₃ /H-Y _h	30	28	54	16	2

Условия: 350 °С, 7 ч⁻¹, 1,5 ч, мольные соотношения C₂H₅OH: CH₂O: NH₃=1: 0,8: 1,5

Установлено, что модифицирование оксидом CuO цеолита H-Y_h позволяет повысить активность на 20 % (табл. 1). Модифицирование оксидами ZnO и Fe₂O₃ приводит к снижению конверсии этанола на 5–10 %. Уменьшение активности связано со снижением концентрации кислотных центров, которые необходимы для протекания исследуемой реакции с образованием пиридинов.

Показано, что модифицирование оксидами металлов (Fe₂O₃, ZnO, CuO) позволяет повысить селективность образования пиридина и пиколинов, снизить селективность образования диметилпиридинов. Содержание «тяжелых» соединений не превышает 5 %.

Синтез хинолинов осуществляли реакцией анилина с этанолом и формальдегидом (рис.2).

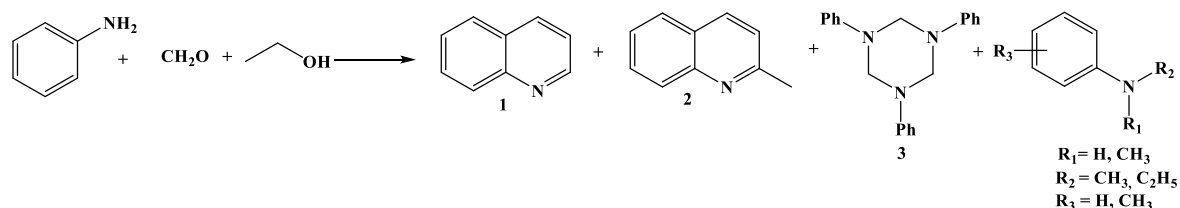


Рис. 2. Взаимодействие анилина с формальдегидом и этанолом

СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

В присутствии иерархических цеолитов H-Y_h реакция идет с образованием смеси продуктов - хинолина (1), 2-метилхинолина (2), гексагидро-1,3,5-трифенил-1,3,5-триазина (3), алкиланилинов. Кроме того, образуются продукты конденсации формальдегида, анилина с формальдегидом, продукты дегидратации спирта («Другие»).

На исходном цеолите H-Y_h достигнута практически полная конверсия анилина (99 %). Хинолины (1+2) образуются с суммарной селективностью 18 %. При модифицировании цеолита H-Y_h оксидами металлов конверсия анилина незначительно снижается (94–96 %) и селективность по хинолинам (1+2) возрастает до 40 % в присутствии Zn-содержащего образца.

Таблица 1

Взаимодействие анилина с формальдегидом и этанолом в присутствии цеолитов Me/H-Y_h

Образец	Конверсия анилина, %	Селективность, %			
		Хинолины (1+2)	Гидротриазин (3)	Алкиланилины	Другие
H-Y _h	99	18	17	30	35
CuO/H-Y _h	96	25	20	31	24
ZnO/H-Y _h	95	40	19	30	11
Fe ₂ O ₃ /H-Y _h	96	23	23	36	18

Условия: мольное соотношение CH₂O:C₂H₅OH:C₆H₅NH₂ = 1:1:0,5; 450 °C; 1 ч; 5 ч⁻¹

Рост селективности по хинолинам и снижение образования продуктов превращения кислородсодержащих соединений можно объяснить следующим образом. Реакции конденсации, дегидратации протекают преимущественно на сильных кислотных центрах. При модифицировании соединения металлов могут адсорбироваться на сильных кислотных центрах и при этом, поляризуя воду, создавать новые, слабые центры [4], которые менее активны в побочных реакциях. Кроме того, дополнительными слабыми кислотными центрами является оксид цинка, введение которого в цеолит привело к увеличению селективности по хинолинам в 2 раза (до 40 %).

Выводы. Разработаны гетерогенно-каталитические способы получения: 1) пиридинов реакцией этанола и формальдегида с аммиаком; 2) хинолинов реакцией этанола и формальдегида с анилином в присутствии образцов иерархического цеолита H-Y_h, модифицированного оксидами металлов (Fe₂O₃, ZnO, CuO). Установлено, что промотирование исходного цеолита H-Y_h оксидом меди позволяет повысить конверсию этанола в 1,5 раза (до 60 %) при сохранении высокой селективности по пиридинам. Введение в цеолит H-Y_h оксида цинка приводит к росту селективности по хинолинам с 18 до 40 % при высокой конверсии анилина (95 %).

Благодарности. Работа выполнена в рамках госзадания ИНК УФИЦ РАН (тема № FMRS-2022-0080). Структурные исследования проведены в Региональном ЦКП «Агидель» УФИЦ РАН, в рамках выполнения Госзадания ИНК УФИЦ РАН (тема № FMRS-2022-0081).

Литература

1. Kandepi V. V. K. M., Narender N. Synthesis of N-heterocyclic compounds over zeolite molecular sieve catalysts: an approach towards green chemistry // Catalysis Science & Technology. – 2012. – Т. 2. – №. 3. – С. 471-487.
2. Kumar S., Bawa S., Gupta H. Biological activities of quinoline derivatives // Mini reviews in medicinal chemistry. – 2009. – Т. 9. – №. 14. – С. 1648-1654.
3. Travkina O. S. et al. Template-free synthesis of high degree crystallinity zeolite Y with micro–meso–macroporous structure // RSC advances. – 2017. – Т. 7. – №. 52. – С. 32581-32590.
4. Li X., Shen B., Xu C. Interaction of titanium and iron oxide with ZSM-5 to tune the catalytic cracking of hydrocarbons // Applied Catalysis A: General. – 2010. – Т. 375. – №. 2. – С. 222-229.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫХ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ

Хасанов А. Ф., Еремеева А. М.

Научный руководитель к.т.н. Еремеева А. М.

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

Применение дизельного топлива покрывает нужды не только транспортного, но и энергетического сектора. В течение следующих пяти лет ожидается рост мирового дизельного рынка на 3,5 %, что говорит об актуальности применения дизельного топлива [5]. Двигатель имеет сложную структуру, чувствительную к характеристикам горючего, а продукты его сгорания влияют на экологическую составляющую применения нефтепродуктов. Использование некачественного топлива может сказываться на явлении нагарообразования и отложении твердых частиц в камере сгорания, неподходящая температура застывания не позволяет применять топлива в низкотемпературных условиях [3, 4].

Тенденция повышения качества топлив и улучшение экологического следа от их применения обосновывает основания к поиску альтернативных источников его получения. Основными способами получения биотоплива являются этерификация и перестерификация растительного сырья, гидропереработка масел [2]. Использование биотоплива в качестве компонента к нефтяному дизельному топливу позволит увеличить экономичность расходования нефтяных ресурсов, а также сократить количество вредных веществ в выбросах продуктов сгорания [1].

Целью исследования является определение оптимального состава топлива с улучшенными эксплуатационными и экологическими характеристиками с помощью моделирования в программной среде Ansys Chemkin Pro.

Прогнозирование характеристик топлив позволит определить наилучший качественный и количественный состав смеси, соответствующий требованиям по свойствам ГОСТ Р 52368, задающего стандарт качества на дизельные топлива экологического класса Евро 5. Для определения изначального состава компонентов получаемого топлива был использован хромато-масс-спектрометрический метод. Вещества и их характеристики при анализе впоследствии были внесены в программу для моделирования свойств.

У базовых компонентов, взятых для расчета свойств, были определены характеристики для проверки на соответствие значений с государственным стандартом. Результаты представлены в таблице.

Таблица

Характеристики компонентов биотоплива

Свойство	Ед.	Гидроочищенное дизельное топливо	Биодизель (переэтерификация)	Зеленый дизель	ГОСТ Р 52368
Плотность при 20°C	г/см ³	0,85	0,87	0,79	<0,86
Вязкость при 40°C	мм ² /с	2,79	5,00	3,43	2-4,5
Температура вспышки	°C	80	135	79	>40
Температура застывания	°C	-17	-11	+16	-10
Фракционный состав	°C	213-330	280-310	190-340	280-360
Содержание серы	ppm	8	10	4	<10
Смазывающая способность: СДПИ	мкм	443	311	582	Не более 460
Цетановое число	ед.	51	51	79	Не менее 51

Использование чистых компонентов не позволяет полностью удовлетворить требованиям ГОСТ. Поэтому в Ansys Surrogate Blend Optimizer были внесены термодинамические и индивидуальные свойства веществ, имеющих в компонентах смесового топлива для расчёта оптимального состава.

В результате получен групповой состав дизельного топлива, отвечающий стандартам качества и имеющий улучшенные эксплуатационные характеристики, и состав, отвечающий условиям пониженных выбросов вредных веществ.

Литература

1. Джумабоев А. Г., Содиков О. Х., Мирзакулов Г. Р. Уменьшение выбросов в атмосферу продуктов сгорания дизельного топлива за счет повышения его качества // Conference Zone. – 2022. – С. 344-355.
2. Кондрашева Н. К., Еремеева А. М. Получение биодизельного топлива из растительного сырья // Записки Горного института. – 2023. – №. 260. – С. 248-256.
3. Файрузов Д. Х. и др. Производство сверхмалосернистого дизельного топлива // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2009. – №. 6. – С. 12-18.
4. Руднев С. Г., Колесников Н. С. Качественные показатели дизельного топлива // Новая наука: техника и технологии. – 2017. – №. 4-1. – С. 111-113.
5. Рынок дизельных двигателей — рост, тенденции, влияние covid-19 и прогнозы (2023–2028 гг.) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.mordorintelligence.com/ru/industry-reports/diesel-power-engine-market> (Дата обращения: 28.02.23)

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ГИДРОКРЕКИНГА ВАКУУМНОГО
ГАЗОЙЛЯ

Чернышов М.Н.

Научный руководитель Н.С. Белинская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На протяжении последнего десятилетия в нефтяной отрасли наблюдается тенденция к увеличению доли тяжелой нефти, характеризующейся повышенной плотностью и вязкостью, в общем объеме добычи. В связи с этим возрос интерес к процессам нефтепереработки, которые способны перерабатывать тяжелое углеводородное сырье с получением качественных компонентов моторных топлив, таких как бензин и дизельное топливо. Одним из таких процессов глубокой переработки нефти является процесс гидрокрекинга вакуумного газойля, который в последние годы широко внедряется на российские нефтеперерабатывающие заводы [3,4].

Одной из проблем, возникающих при эксплуатации катализатора гидрокрекинга, является его дезактивация вследствие отравления активных центров и отложения кокса на его поверхности. Скорость дезактивации катализаторов гидрокрекинга зависит от углеводородного состава сырья, содержания в нем примесей и жесткости технологических условий процесса. Длина цикла может варьироваться от нескольких месяцев до одного или двух лет. Один цикл включает переработку примерно 5000 тонн сырья на 1 тонну катализатора. Потеря активности определяет продолжительность операционного цикла и, следовательно, прибыльность. Дезактивация катализатора неизбежна, но ее можно замедлить [2]. Понимание явлений, вызывающих дезактивацию катализатора, имеет основополагающее значение для продления срока их службы и разработки более стабильных катализаторов.

Целью данной работы является совершенствование математической модели процесса гидрокрекинга вакуумного газойля путем учета дезактивации катализатора и влияния серосодержащих соединений.

В общем виде каталитическая активность пропорциональна количеству активных центров катализатора:

$$k_{\text{наб.}} = N_T \cdot k_{\text{ист.}} \cdot \eta$$

где $k_{\text{наб.}}$ и $k_{\text{ист.}}$ – наблюдаемая и истинная скорость константы реакции (на активный центр катализатора); N_T – общее число активных центров катализатора; η – фактор эффективности.

$$N_T = N_T \cdot (1 - \alpha)$$

где α – доля отравленных активных центров катализатора.

На основании данных из источника [1] и описанных выше закономерностей была использована следующая функциональная зависимость коэффициента скорости отравления катализатора:

$$K = (-0,0032248 \cdot P_{H_2}^2 + 0,071026 \cdot P_{H_2} - 0,34162) \cdot k_1 \cdot k_2$$

где k_1 и k_2 – коэффициенты; P_{H_2} – парциальное давление водорода в системе, МПа.

Коэффициент k_1 вычисляется следующим образом:

$$k_1 = -0,1215 \cdot Q_{\text{п}}^2 + 2,0934 \cdot Q_{\text{п}} - 7,697$$

где $Q_{\text{п}}$ – объемный расход продуктов гидрокрекинга, м³/сут.

Коэффициент k_2 вычисляется следующим образом:

$$k_2 = 0,0825 \cdot e^{0,0479 \cdot x_c}$$

где x_c – степень превращения сырья, %.

Коэффициент скорости отравления катализатора показывает, насколько необходимо поднимать среднюю температуру в реакторе.

Степень дезактивации катализатора используется в расчете констант прямых скоростей реакций, которые вычисляются по уравнению Аррениуса:

$$k_i = K_a \cdot k_{0,i} \cdot e^{\left(-\frac{E_i}{RT}\right)}$$

где K_a – коэффициент активности катализатора; E_i – энергия активации i -го вещества, Дж/моль; $k_{0,i}$ – предэкспоненциальный множитель, с⁻¹; R – универсальная газовая постоянная; T – температура процесса, К.

Количество серосодержащих соединений в сырье оказывает значительное влияние на дезактивацию катализатора гидрокрекинга, а также на количество серосодержащих соединений в продукте, что определяет выбор последующего направления его использования, а именно, дальнейшую доочистку от сернистых соединений или использование в качестве компонента товарного топлива. В связи с этим в модель заложена функциональная зависимость, позволяющая рассчитывать количество серосодержащих соединений:

$$x_{s \text{ ПП}} = \frac{n_{s \text{ ПП}} \cdot M_s}{G_{\text{ПП}}}$$

где $n_{\text{С пр}}$ – количество серосодержащих соединений в продукте гидрокрекинга, моль; $M_{\text{С}}$ – молярная масса серы, г/моль; $G_{\text{пр}}$ – массовый расход продукта гидрокрекинга.

На рисунке 1 представлена зависимость срока службы катализатора от температуры процесса гидрокрекинга. На рисунке 2 представлены результаты оценки влияния расхода водородсодержащего газа (ВСГ) на количество серосодержащих соединений в продукте процесса гидрокрекинга.

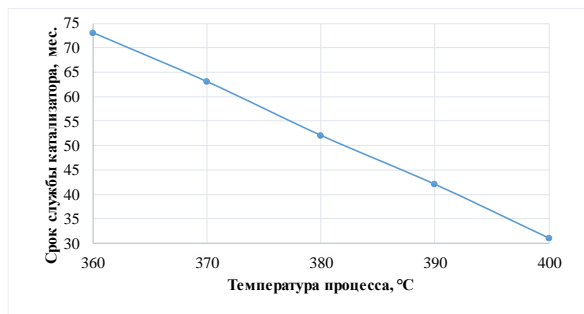


Рис. 1. Влияние температуры процесса гидрокрекинга на срок службы катализатора

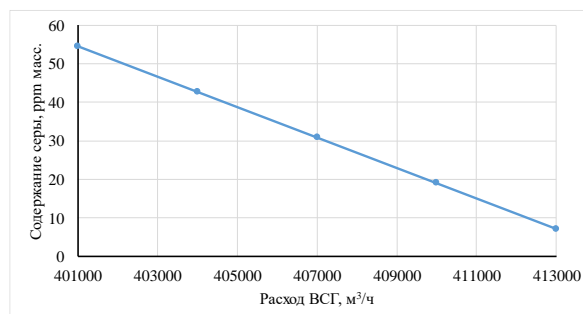


Рис. 2. Зависимость количества серосодержащих соединений в продукте от расхода ВСГ

Таким образом, увеличение температуры процесса на каждые 10 °C с целью повышения глубины переработки сырья приводит к более быстрой дезактивации катализатора и снижению срока его эксплуатации в среднем на 15 %. При увеличении расхода водородсодержащего газа на каждые 2000 м³/ч количество серосодержащих соединений уменьшается в среднем на 20 %.

Выявленные закономерности заложены в математическую модель, что позволит учитывать нестационарность протекания процесса гидрокрекинга вследствие снижения активности катализатора в ходе рабочего цикла и изменения состава сырья, в том числе количества серосодержащих соединений.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-73-00216, <https://rscf.ru/project/22-73-00216/>.

Литература

1. Morris D. Argyle and Calvin H. Bartholomew Heterogeneous Catalyst Deactivation and Regeneration: A Review // Catalysts. - 2015. - №5. - P. 145-269.
2. Кузьмина Р.И., Ромаденкина С.Б., Аниськова Т.В. Промышленный катализ и технологии катализаторов: Учеб. пособие для студентов Института химии. Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 2018. 88 с.
3. Онищенко М.И. // Нефтехимия. 2018. Т. 58. № 4. С. 443–450.
4. Хавкин В.А., Гуляева Л.А., Никульшин П.А. // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. 2019. №9. С. 3–6.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА С УЧЕТОМ ПРЕВРАЩЕНИЙ СЕРНИСТЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Шелест Я.В.

Научный руководитель доцент Г.Ю. Назарова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Каталитический крекинг – один из бензинопроизводящих процессов, основанный на конверсии высококипящих нефтяных фракций с применением цеолитсодержащих катализаторов, модифицированных различными добавками с целью повышения селективности, качества и выхода целевых продуктов. Наряду с бензиновой фракцией, к целевым продуктам процесса относится олефинсодержащий газ с высоким содержанием пропилена и бутиленов, являющихся сырьем нефтехимических процессов. Кроме того, легкий газойль каталитического крекинга (фракция 195 ÷ 310 или 195 ÷ 340 °C) служит компонентом дизельного топлива, а тяжелый газойль (фракция 310 ÷ 420 или 340 ÷ 420 °C) в большей степени используется в дальнейшем для создания технического углерода, кокса или добавляется в котельное топливо [1].

Основным сырьевым компонентом процесса является вакуумный газойль с установки гидроочистки, на ряде установок в качестве компонентов вовлекают тяжелые остаточные фракции, такие как экстракты, деасфальтизаты, остатки гидрокрекинга, гачи, мазуты на специализированных установках, повышающие глубину переработки [2]. Для конечного потребителя важно получить продукцию надлежащего качества, соответствующую нормативным требованиям, в том числе учитывая экологические аспекты. Одним из таких является содержание серы в нефтепродуктах. Качество продуктов каталитического крекинга определяется качеством сырья, технологическими условиями организованными, как в реакторах каталитического крекинга, так и стадий подготовки сырья. Существуют установки каталитического крекинга, перерабатывающие гидроочищенные и негидроочищенные нефтяные фракции. При переработке высокосернистого сырья, гидроочистке подвергают продукты каталитического крекинга, при этом

СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

в случае переработки сырья прошедшего очистку в бензине крекинга содержание серы ограничивать вовлечение его на стадии компаундирования моторного топлива.

Поэтому прогнозирование содержания сернистых соединений в продуктах крекинга является важным особенно для установок, перерабатывающих гидроочищенное нефтяное сырье и направляющихся продукты на компаундирование без стадии гидроочистки.

Цель работы – разработка математической модели процесса каталитического крекинга с учетом превращений сернистых соединений.

Поскольку разрабатываемая модель включает модель реакторного процесса без учета стадии ректификации, первым этапом моделирования стал расчет приведенного материального баланса процесса, который включает корректировку массового расхода потоков с учетом индивидуального состава бензина и газов крекинга (табл.1).

Таблица 1

Нормализованный и скорректированный материальный баланс в диапазоне периода отбора

Наименование	Диапазон изменения по отбору, %
Поступило:	
Сырье кат. крекинга	100,00
Получено:	
Газ жирный	19,82-24,64
Нестабильный бензин	49,11-56,58
Фракция 195-310 °С	12,85-17,03
Фракция 310-420°С	4,55-6,19
Кокс выжигаемый	4,71-5,18

Согласно анализу экспериментальных данных содержание серы в продуктах каталитического крекинга гидроочищенного вакуумного газойля изменяется в диапазоне, представленном в таблице 2, что вызывает ограничения при вовлечении потоков бензина и легкого газойля в процесс компаундирования товарного моторного топлива. В таблице 3 представлены требования к содержанию серы согласно ТР ТС 013/2011 для автомобильного бензина и дизельного топлива [3].

Таблица 2

Распределение серы в продуктах каталитического крекинга

Продукт	Содержание сернистых соединений, %
Газы КК	0,01-0,07
Бензиновая фракция	0,0015-0,0052
Легкий газойль	0,016-0,052
Тяжелый газойль	0,09-0,14

Таблица 3

Нормы по содержанию серы в автомобильных бензинах и дизельном топливе

Характеристика	Единица измерения	Нормы в отношении экологического класса			
		К2	К3	К4	К5
Массовая доля серы в товарном бензине, не более	мг/кг	500	150	50	10
Массовая доля серы в товарном дизельном топливе, не более	мг/кг	500	350	50	10

Разработанная ранее модель была расширена учетом превращений сернистых соединений. Для включения реакций с участием сернистых соединений в модель на основании качественного анализа углеводороды тиофенового ряда (наиболее труднокрекируемые) были распределены в продуктах крекинга. На основании результатов термодинамического расчета и результатов определения качественного состава сернистых соединений в сырье каталитического крекинга, на рисунке 1 представлена реакционная схема процесса с участием сернистых соединений. Основной модуль расчета был протестирован на чувствительность разработанного алгоритма к качеству сырья. Содержание серы в сырье в зависимости от отбора составляет 0,81–0,946 % масс. Фракционный состав и показатель преломления фракции изменяются в диапазоне 423 ÷ 442 °С – температура 50 % выкипания, 507 ÷ 543 °С – температура конца кипения фракции и 1,4984 ÷ 1,5200 – по показателю преломления. Согласно этим данным, изменяется групповой состав сырья и растет содержание аренов и смол во фракции.



Рис. 1. Схема превращений сернистых соединений в процессе КК: k_j – константа скорости реакции.

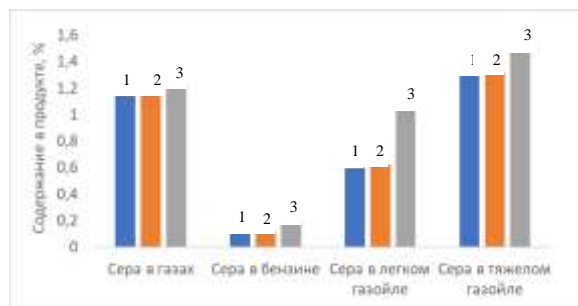


Рис. 2. Тестирование чувствительности разработанного алгоритма расчета к качеству сырья:
1 – в сырье 0,81 % масс. серы; 2 – в сырье 0,86 % масс. серы; в сырье 0,946 % масс. серы

Расчеты показали, что снижение содержания смол обеспечивает увеличение выхода целевых продуктов (газы, бензин) и снижает коксообразование, при этом модель обеспечивает прогнозирование содержания серы в продуктах крекинга и чувствительна к изменению параметров режима, принимая во внимание реакции циклизации и конденсации серосодержащих соединений. Полученные результаты соответствуют теоретическим закономерностям процесса.

В ходе данной работы произведен расчет приведенного материального баланса с учетом расхода и состава потоков промышленной установки, который используется на этапе решения обратной кинетической задачи. Выход бензина и кокса изменяется в широком диапазоне $49,11 \div 56,58$ и $4,71 \div 5,18$ % масс. На основании экспериментальных исследований построена схема превращений углеводородов и серосодержащих соединений, положенных в основу математической модели. Абсолютная погрешность расчетов по выходу продуктов составила $0,002 \div 0,029$ %, по содержанию сернистых соединений в продуктах — $0,059 \div 0,121$ %. Все разработанные алгоритмы протестированы и чувствительны ко всем параметрам модели.

Литература

1. ТР-2-009-15. Технологический регламент комбинированной установки глубокой переработки мазута КТ-1/1. Книга 4. Секция С-200. Каталитический крекинг и ректификация. – 286с.
2. Технология глубокой переработки нефти и газа: учеб. пособие для вузов. / С. А. Ахметов. – Уфа : Изд-во Гилем, 2002. – 672 с.
3. ТР ТС 013/2011. Технический регламент Таможенного союза "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту" (с изменениями на 19 декабря 2019 года) [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/902307833?section=status>.
4. Задегбейджи Р. Каталитический крекинг в псевдооживленном слое катализатора. Справочник по эксплуатации, проектированию и оптимизации установок ККФ: пер. с англ. яз. 3-ог изд; под ред. О.Ф. Глаголевой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2014. – 384 с.

С Е К Ц И Я 9

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ПИЛОТНАЯ ЭНЕРГОУСТАНОВКА УТИЛИЗАЦИИ ТВЕРДЫХ И ЖИДКИХ ГОРЮЧИХ ОТХОДОВ В СОСТАВЕ КОМПОЗИЦИОННЫХ ТОПЛИВ

Глушков Д.О.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время одной из основных экологических проблем во всем мире является загрязнение окружающей среды промышленными и коммунальными отходами [1–7]. Несмотря на развитие системы обращения с отходами, по оценкам специалистов [8, 9] широко применяющиеся в настоящее время технологии утилизации отходов даже в среднесрочной перспективе не позволят кардинально решить проблему загрязнения окружающей среды. Вариантом решения этих проблем является применение мелкодисперсных твердых отходов в качестве компонентов композиционных жидких топлив, состоящих из отхода углеобогащения (или смеси низкокачественного угля с водой) и отработанной горючей жидкости (автомобильные, трансформаторные, турбинные и другие масла). В качестве компонентов топлива могут быть использованы не только привозные энергоресурсы (низкокачественные угли, отходы углеобогащения, отработанные масла, отходы нефтепереработки), но и ресурсы местной сырьевой базы: торф, осадки сточных вод, отходы пиролиза автомобильных шин, твердые коммунальные отходы, водоросли, древесный уголь, солома, опилки, растительные масла, биомасса. Разработка и внедрение на практике перспективных промышленных технологий требует всестороннего изучения технических, экологических и экономических аспектов нового направления в утилизации отходов.

Выполнен цикл широкомасштабных лабораторных исследований, в результате которых научно обоснована возможность практического применения композиционных топлив из промышленных и коммунальных отходов на объектах промышленной теплоэнергетики. Экспериментальные и теоретические исследования [10–16] позволили установить основные закономерности и характеристики процессов (времена задержки зажигания; времена выгорания; минимальные температуры окружающей среды, необходимые для зажигания; изменение температуры капли в процессе горения; концентрации газообразных антропогенных выбросов в окружающую среду), протекающих при горении большой группы (более 80) разных составов композиционных топлив на основе смеси угля с водой (или влажного отхода углеобогащения) и маслом, причем максимальная концентрация последнего, как правило, не превышала 20 %. Многокомпонентный состав таких топлив является причиной реализации достаточно сложного механизма горения капель суспензионных топлив [10–13], когда процессы газофазного и гетерогенного выгорания компонентов достаточно существенно распределены во времени, а длительность горения в целом составляет несколько десятков секунд (30–90 с). Установлено [16], что диспергирование капель суспензионных топлив достаточно существенно (в 8–12 раз) интенсифицирует выгорание горючих компонентов [16], причем интенсивность диспергирования возрастает при увеличении концентрации горючей жидкости в составе топлива. На основании результатов выполненных анализов свойств отдельных топливных компонентов установлено, что эффект диспергирования обусловлен возникновением в объеме капли суспензионного топлива центров парообразования, зарождение которых зависит от соотношения дисперсионных и полярных составляющих свободной поверхностной энергии компонентов, входящих в состав топлив.

Основной причиной диспергирования капель суспензий или эмульсий является микровзрыв [17, 18], который в результате протекания взаимосвязанных физико-химических процессов (испарения, термического разложения, газификации одного из компонентов) ведет к частичному или полному разрушению исходной капли многокомпонентного топлива с образованием десятков и сотен мелкодисперсных фрагментов. Кратное увеличение площади свободной поверхности топлива после диспергирования ведет к интенсификации прогрева, испарения, термического разложения компонентов, их зажигания и горения, а также увеличению полноты выгорания топлива. Этот эффект может быть использован на практике при разработке перспективных технологий сжигания низкосортных топлив в теплоэнергетике, когда энергия выделяется в течение относительно короткого промежутка времени в достаточно большом по размерам объеме, а не в условиях длительного газофазного или гетерогенного горения капель и частиц топлив.

Для проведения промышленного исследования энергетического применения композиционных топливных смесей на основе отходов с непрерывной регистрацией технических характеристик процесса выгорания топлива спроектирована мобильная установка, модель которой представлена на рисунке 1. Установка содержит в своем составе автоматизированную систему топливоприготовления, систему сжигания приготавливаемого топлива и систему измерения с непрерывной регистрацией технических характеристик протекающих процессов (коэффициент избытка воздуха, температура в топке, концентрации антропогенных выбросов в дымовых газах). Установка может применяться для факельного и слоевого сжигания. В качестве энергоресурса используется композиционное жидкое топливо различного состава. Основой для приготовления топливных смесей могут являться отходы угольной промышленности (угольный шлак, фильтр-кек и другие), отходы нефтяного происхождения (отработанные масла, мазуты, нефтепродукты), а также горючие коммунальные отходы и биомасса (опилки, солома, торф, органические отходы).



Рис. 1. Модель установки приготовления и сжигания композиционных жидких топлив

Автор благодарен аспиранту Паушкиной К.К. и магистранту Кузнеценковой Д.А. за помощь при подготовке материалов доклада.

Исследование выполнено при поддержке программы развития Национального исследовательского Томского политехнического университета «Приоритет-2030» (проект № Приоритет-2030-НИП/ЭБ-038-375-2023).

Литература

1. Jimenez, L.; Mate, M.J.; Lopez-Arevalo, I.; Oms, T.M. Operational Predictive Model for a Municipal Waste Incinerator: A Spanish Case Study. *Int. J. Environ. Res.* 2011, 5, 639–650.
2. Moskvichev, V.F.; Tugov, A.N. Analysis of Operating Experience with Steam Air Preheaters at Russian Municipal Solid Waste Thermal Power Plants. *Power Technol. Eng.* 2012, 46, 46–51, doi:10.1007/s10749-012-0305-1.
3. Wang, H.; Wang, C. Municipal Solid Waste Management in Beijing: Characteristics and Challenges. *Waste Manag. Res.* 2013, 31, 67–72, doi:10.1177/0734242X12468199.
4. Jeswani, H.K.; Smith, R.W.; Azapagic, A. Energy from Waste: Carbon Footprint of Incineration and Landfill Biogas in the UK. *Int. J. Life Cycle Assess.* 2013, 18, 218–229, doi:10.1007/s11367-012-0441-8.
5. De Souza, S.N.M.; Horttanainen, M.; Antonelli, J.; Klaus, O.; Lindino, C.A.; Nogueira, C.E.C. Technical Potential of Electricity Production from Municipal Solid Waste Disposed in the Biggest Cities in Brazil: Landfill Gas, Biogas and Thermal Treatment. *Waste Manag. Res.* 2014, 32, 1015–1023, doi:10.1177/0734242X14552553.
6. Funari, V.; Braga, R.; Bokhari, S.N.H.; Dinelli, E.; Meisel, T. Solid Residues from Italian Municipal Solid Waste Incinerators: A Source for “critical” Raw Materials. *Waste Manag.* 2015, 45, 206–216, doi:10.1016/j.wasman.2014.11.005.
7. Dong, J.; Tang, Y.; Nzihou, A.; Chi, Y.; Weiss-Hortala, E.; Ni, M.; Zhou, Z. Comparison of Waste-to-Energy Technologies of Gasification and Incineration Using Life Cycle Assessment: Case Studies in Finland, France and China. *J. Clean. Prod.* 2018, 203, 287–300, doi:10.1016/j.jclepro.2018.08.139.
8. Cimpan, C.; Maul, A.; Jansen, M.; Pretz, T.; Wenzel, H. Central Sorting and Recovery of MSW Recyclable Materials: A Review of Technological State-of-the-Art, Cases, Practice and Implications for Materials Recycling. *J. Environ. Manage.* 2015, 156, 181–199, doi:10.1016/j.jenvman.2015.03.025.
9. Zaman, A.U. A Comprehensive Review of the Development of Zero Waste Management: Lessons Learned and Guidelines. *J. Clean. Prod.* 2015, 91, 12–25, doi:10.1016/J.JCLEPRO.2014.12.013.
10. Glushkov, D.O.; Strizhak, P.A. Ignition of Composite Liquid Fuel Droplets Based on Coal and Oil Processing Waste by Heated Air Flow. *J. Clean. Prod.* 2017, 165, 1445–1461, doi:10.1016/j.jclepro.2017.07.207.
11. Glushkov, D.O.; Strizhak, P.A.; Verzhinina, K.Y. Minimum Temperatures for Sustainable Ignition of Coal Water Slurry Containing Petrochemicals. *Appl. Therm. Eng.* 2016, 96, 534–546, doi:10.1016/J.APPLTHERMALENG.2015.11.125.
12. Pinchuk, V.A. The Main Regularities of Ignition and Combustion of Coal-Water Fuels Produced from Brown, Flame and Gas Coals. *Int. J. Eng. Res. Africa* 2018, 37, 141–157, doi:10.4028/www.scientific.net/JERA.37.141.
13. Pinchuk, V.A.; Sharabura, T.A.; Kuzmin, A.V. Experimental Investigation of Thermal Conductivity and Heat Capacity of Coal-Water Fuel. *Int. J. Energy a Clean Environ.* 2016, 17, 165–185, doi:10.1615/InterJEnerCleanEnv.2016019411.
14. 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 Convers. Manag.* 2018, 174, 175–187, doi:10.1016/j.enconman.2018.08.048.
15. Glushkov, D.O.; Paushkina, K.K.; Shabardin, D.P.; Strizhak, P.A. Environmental Aspects of Converting Municipal Solid Waste into Energy as Part of Composite Fuels. *J. Clean. Prod.* 2018, 201, 1029–1042, doi:10.1016/j.jclepro.2018.08.126.
16. Verzhinina, K.Y.; Nyashina, G.S.; Dorokhov, V.V.; Shlegel, N.E. The Prospects of Burning Coal and Oil Processing Waste in Slurry, Gel, and Solid State. *Appl. Therm. Eng.* 2019, 156, 51–62, doi:10.1016/j.applthermaleng.2019.04.035.
17. Antonov, D.V.; Kuznetsov, G.V.; Strizhak, P.A. Comparison of the Characteristics of Micro-Explosion and Ignition of Two-Fluid Water-Based Droplets, Emulsions and Suspensions, Moving in the High-Temperature Oxidizer Medium. *Acta Astronaut.* 2019, 160, 258–269, doi:10.1016/j.actaastro.2019.04.048.
18. Rubio, M.A.; Gunduz, I.E.; Groven, L.J.; Sippel, T.R.; Han, C.W.; Unocic, R.R.; Ortalan, V.; Son, S.F. Microexplosions and Ignition Dynamics in Engineered Aluminum/Polymer Fuel Particles. *Combust. Flame* 2017, 176, 162–171, doi:10.1016/j.combustflame.2016.10.008.

ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВОГО СЦЕНАРИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ДИНАМИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ НПС

Бармина А.В., Калинин Я.В.

Научный руководитель главный эксперт по цифровизации А.Г. Зебзеев

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

Одними из наиболее актуальных тем технологического развития современной нефтяной промышленности являются обеспечение энергоэффективного режима работы оборудования и минимизация выбросов продуктов сгорания углерод-содержащих топлив.

В связи с высоким энергопотреблением насосного оборудования был поставлен вопрос расчета параметров оптимального режима работы насосных агрегатов (НА) [4]. В данном случае режим будет считаться оптимальным (энергоэффективным) при минимальной потребляемой мощности.

На основании приведенной выше актуальности сформирована цель работы – автоматизация процесса расчета параметров оптимального режима работы НА насосных перекачивающих станций (НПС) с обеспечением мониторинга значений энергопотребления и параметров работы НА с уведомлением об отклонениях.

Исходя из поставленной цели, для ее достижения необходима автоматизация следующих процессов:

1. расчет оптимального количества работающих основных и подпорных НА НПС;
2. определение параметров работы НА, включая оптимальное энергопотребление;
3. мониторинг действительных значений параметров в режиме реального времени.

Предполагаемый алгоритм должен обеспечивать следующие компоненты оптимального режима работы НА:

оптимальное количество задействованных основных и подпорных НА;
частота вращения роторов основных НА при работе подпорных НА в номинальном режиме;
потребляемая мощность задействованных НА действительной конфигурации.

Рассчитываемые величины и используемые математические зависимости рассмотрены в работах [2, 3, 5].

Основные шаги алгоритма представлены в блок-схеме (рис. 1).



Рис. 1. Блок-схема алгоритма определения режима работы НА

Источником входных данных является автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУТП) НПС, в данном случае формируется следующий набор входных данных:

- давление на приеме НА;
- давление на нагнетании НА;
- перепад давления на НА;
- входной расход на источнике НПС;
- рабочие характеристики основных и подпорных НА.

Рабочие характеристики насосов оцифрованы с помощью функций пакета прикладных программ MatLAB (рис. 2, а) [1]. Выбрана единичная напорная характеристика (рис. 2, б), далее выполнено преобразование графика в формат для осуществления поиска единичных пикселей (рис. 2, в), после чего произведен поиск единичных пикселей в бинарном изображении, найденные пиксели сформированы в массивы координат, которые использованы для восстановления функции, используемой для построения напорной характеристики НА (рис. 2, г).

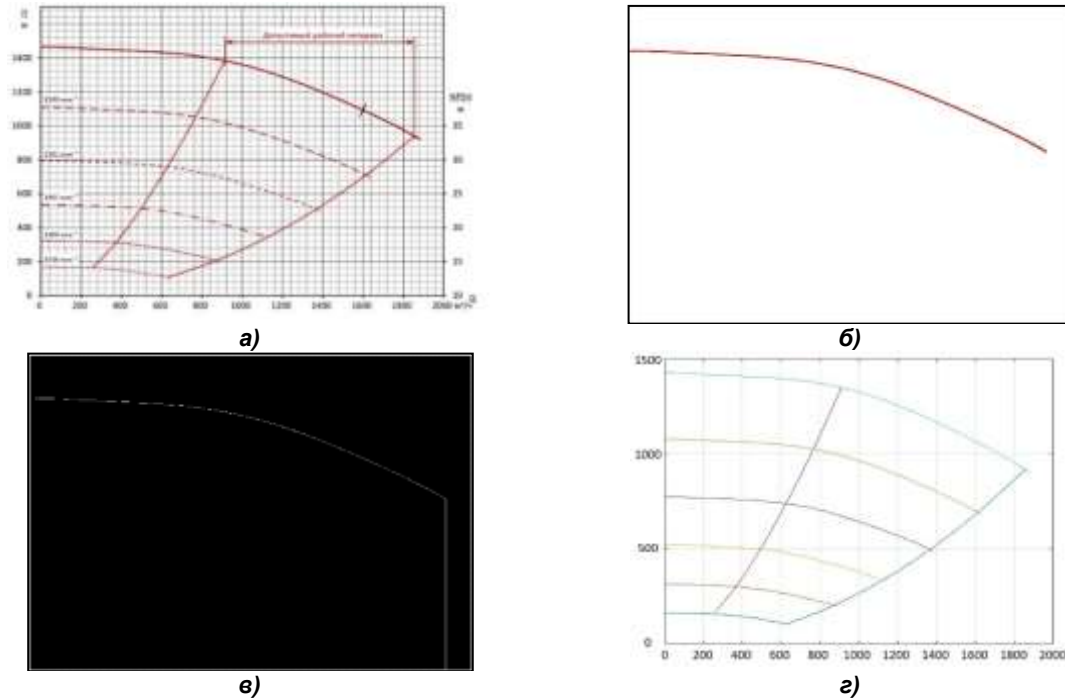


Рис. 2. Процесс автоматической оцифровки графика в среде MatLAB

После оцифровки графика функция, описывающая напорную характеристику НА, подана в среду моделирования для расчета параметров.

Работа алгоритма в среде MatLAB обеспечивает следующие выходные данные:

- количество основных и подпорных НА;
- потребляемая оптимальной конфигурацией НА мощность;
- частота вращения ротора основного насоса.

Для выполнения автоматизации п.3 осуществляется сравнение действительных показателей энергопотребления НА при использовании данных автоматизированной системы управления электроснабжением (АСУЭ) НПС, предоставляющей данные со счетчиков электроэнергии. Задействована информация о состоянии работы НА (в работе/остановлен). Данный подход позволит избежать ошибочного срабатывания сигнализации при несоответствии значений параметров в логике алгоритма.

В результате реализации алгоритма автоматизации контроля энергоэффективности работы НА продемонстрирована необходимость взаимодействия АСУТП и АСУЭ НПС. Проведена оцифровка рабочих характеристик НА, составлена логика автоматического расчета параметров работы НА.

Литература

1. The MathWorks, Inc. Image Processing Toolbox™ User's Guide [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.mathworks.com/help/pdf_doc/images/images Ug.pdf.
2. Касьянов В. М. Гидромашины и компрессоры: Конспект лекций // РГУ нефти и газа им. ИМ Губкина. – 2007.
3. Никишенко С. Л. Нефтегазопромысловое оборудование. – 2008.
4. Соснова С. Три кита энергоэффективности насосов: Обследование. Оптимизация. Мониторинг. // СТО. Строительство Технологии Организация. – 2018. – Т.1. – №58. – С. 48-51.
5. Яковенко П. Г. Моделирование систем: учебное пособие // Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2009.

**ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА УСТАВОК АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЧАСТОТНОЙ РАЗГРУЗКИ
В ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ, ПИТАЮЩИХ НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Белкин В.Г., Космынина Н.М.

Научный руководитель доцент Н.М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Задача любого вида противоаварийной автоматики - ограничение развития и прекращения аварийных режимов в энергосистеме [2]. В данной статье рассмотрим некоторые особенности выбора уставок автоматической частотной разгрузки (АЧР) применительно к объектам энергоснабжения нефтяного месторождения.

АЧР должна обеспечивать [1]:

- уменьшение скорости снижения частоты;
- ограничение величины снижения частоты;
- сокращение времени работы энергосистемы с недопустимо низким уровнем частоты;
- увеличение частоты.

Электроснабжение большей части нефтяных месторождений осуществляется изолировано от единой энергосистемы России по причине большой удалённости и экономической нецелесообразности данного подключения. Экономическую целесообразность изолированной работы обуславливает в том числе наличие попутного газа, применение которого в качестве топлива стало достаточно популярным с учетом экологических аспектов. Стоит отметить, что автономное электроснабжение вносит свои особенности, оказывающие влияние на устойчивую работу электрической сети.

Устройства АЧР традиционно устанавливаются во все распределительные устройства выше 6 кВ по умолчанию заводами-изготовителями электрооборудования. Помимо этого, функция АЧР часто фигурирует в распространённых модификациях микропроцессорных устройств РЗА. Указанные факты в дальнейшем обеспечивают определенную гибкость при выборе уставок и вводе в работу данной автоматики.

При выборе уставок АЧР одним из ключевых вопросов является определение приоритета отключаемой нагрузки. Для решения данной задачи необходимо понимание и важность производственных операций и отключаемого оборудования, участвующих в них.

Показателями технологических процессов нефтяных месторождений является план по выдаче определённого объема продукции (газ, нефть, вода) за конкретный промежуток времени. В большинстве из них используются резервные емкости, позволяющие сохранять определенный запас. Также стоит отметить, что выдачу можно осуществлять с перевыполнением плана. Рассмотрим данные моменты более подробно с описанием конкретных примеров.

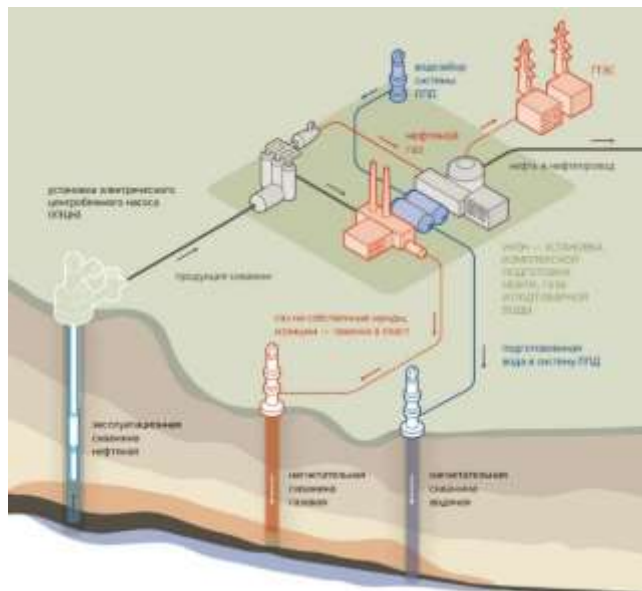


Рис. Обобщенная схема сбора, подготовки и транспорта нефти на месторождения

В первую очередь предлагается отключение электродвигателей 6 кВ блочной кустовой насосной станции (БКНС), осуществляющие перекачку пресной и пластовой воды и подачу ее на прием нагнетательных скважин в систему поддержания пластового давления. Двигатели для БКНС используются достаточно мощные. В указанной системе используются резервуары, переполнение которых несет определенные риски. Но при этом всегда имеется определенный временный запас для восстановления электроснабжения и запуска насосов.

Следующим по приоритетности является установка комплексной подготовки нефти, газа и подтоварной воды (УКПН), осуществляющую прием добытой продукции, разделение ее на нефть, газ и пластовую воду и последующую подготовку до товарного качества. УКПН потребляет основную часть вырабатываемой электрической энергии за счет

использования большого количества мощных двигателей. УПН бывают разных модификаций, возможно применение энергоемких компрессорных станций, отключение которых также окажет положительный эффект на восстановление частоты.

Примерно в той же градации предлагается отключение приемо-сдаточных пунктов (ПСП), осуществляющие добычу, подготовку, транспортировку нефти. Наиболее мощными потребителями ПСП являются электродвигатели насосов, перекачивающих нефть в магистральный нефтепровод. Для выполнения показателей после незапланированных остановок возможен запуск дополнительных насосов, что способствует выполнению планов по отпуску нефти в рамках договорных отношений.

Также, первоочередным возможно отключение различных КТП, питающих технологические и ремонтные цеха. Большого влияния на восстановление частоты они не окажут, по причине в среднем небольшого потребления электрической энергии. Но для исключения одномоментного маловероятного повышения потребления, данное оборудование безусловно подключается под действие АЧР.

Отдельно необходимо выделить использование и переработку попутного нефтяного газа (ПНГ). Закачка ПНГ в пласт осуществляется с помощью компрессорной станции. Существует также определенный план по закачке, выполнение которого аналогично реализуется в случае аварийных остановов за счет резервного оборудования. Помимо этого, газ используется в качестве топлива на электрических станциях месторождения. Для питания турбинных установок и газопоршневых двигателей внутреннего сгорания генераторов предъявляются достаточно высокие требования к характеристикам газа, для приведения к соответствию которых используют установку подготовки топливного газа. (УПТГ). По этой причине подключать оборудование УПТГ под действие АЧР не представляется возможным, так как это повлечет за собой остановку подачи топлива для электрических станций.

Основным плановым показателем организации, занимающейся добычей нефти, является объем добытой нефти за определенный промежуток времени. Соответственно к ответственным потребителям правильнее всего отнести питание кустовых площадок. Зарезервировать или добыть дополнительный объем жидкости не представляется возможным. Особенно остро стоит вопрос на месторождениях с выявленными несоответствиями, ранее проведенным геологическим изысканиям, объемов добываемого продукта.

В настоящее время в России большая часть нефти добывается с помощью электроцентробежных насосов (ЭЦН), которые являются достаточно энергоемкими. Подключать КТП, питающие ЭЦН, под действие АЧР предлагается в последнюю очередь.

Помимо выше указанного оборудования стоит обратить внимание на системы обогрева (греющий кабель, СКИН-системы, обогрев скважин), которые активно применяются в условия Крайнего Севера и являются наибольшими потребителями электрической энергии в зимнее время года. Время восстановления питания данного оборудования необходимо максимально минимизировать, так как большие простои могут привести к порче технологических систем (промерзание трубопроводов, резервуаров и т.д.)

Для сокращения времени восстановления электроснабжения, в частности для ЭЦН и греющих систем, необходимо применять частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ). При выборе присоединений, подключаемых под действие ЧАПВ, важно обратить внимание на оставшийся резерв мощности генерирующего оборудования для исключения повторного действия АЧР.

Еще одной особенностью, которую необходимо учитывать при выборе уставок АЧР, является изменение частоты в широком диапазоне при коротких замыканиях или набросах большой электрической нагрузки [3]. Для отстроек от данного фактора можно использовать блокировку по скорости изменения частоты, предусмотренную производителями микропроцессорных РЗА. Но при этом необходимо учитывать возможный одномоментный дефицит мощности в аварийных ситуациях, происходящий с большой скоростью, который может привести к ложной блокировке АЧР. Для более точного выбора уставок срабатывания и блокировки, рекомендуется проводить анализ изменения частоты после аварийных ситуаций, особенно после близких к источнику генерации междофазных коротких замыканий.

Пересмотр уставок АЧР необходимо осуществлять после каждого ввода новых потребителей с потенциально высоким потреблением электрической нагрузки. Для мощных двигателей 6 кВ (особенно компрессорных, с прямым пуском, через устройство плавного пуска) необходим детальный анализ осциллограмм переходных режимов на предмет изменения частоты в энергосистеме. Помимо этого, пересмотр настроек АЧР осуществляется при вводе в работу новых генерирующих мощностей.

Рекомендации по выбору уставок АЧР энергосистем нефтяных месторождений, приведенные в данной статье, не являются исчерпывающими и могут корректироваться под местные условия по причине возможных отличий в технологических процессах, ограничений генерирующего оборудования, функциональных особенностей микропроцессорных устройств РЗА.

Литература

1. ГОСТ Р 58335–2018 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования. Дата введения 2019-03-01. Введен 28.12.2018 г.– М: Стандартинформ, 2019.– 11 с.
2. ГОСТ Р 55105–2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования. Дата введения 2020-03-01. Введен 26.12.2019 г.
3. Гуревич Ю. Е. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография / Ю. Е. Гуревич, П. В. Илюшин. – Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018. – 280 с.

ОБЗОР АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ ИНВЕРТОРОМ НА ОСНОВЕ КОНЦЕПЦИИ ВИРТУАЛЬНОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

Белокуров Д.В., Руденок В.А.

Научный руководитель доцент А.А. Суворов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Современные тенденции ведут к увеличению числа внедряемых альтернативных и возобновляемых источников энергии постоянного тока, включаемых на параллельную работу с основным источником питания, представляющий из себя синхронный генератор (СГ) или мощную сеть переменного тока, через полупроводниковый автономный инвертор. Для обеспечения условий их синхронизации и дальнейшей длительной устойчивой совместной работы был разработан метод виртуального СГ (ВСГ), позволяющий инвертору имитировать статические и динамические свойства реального СГ. В данной статье будут рассмотрены различные алгоритмы управления инвертором на основе концепции виртуального синхронного генератора.

Виртуальный синхронный генератор. Подключенные к сети инверторы, имитирующие установившиеся и переходные характеристики синхронных генераторов, называются виртуальными синхронными генераторами (ВСГ) [6]. ВСГ представляет собой комбинацию алгоритмов, управления возобновляемых источников энергии, систем её накопления и силовой электроники, которая имитирует инерцию традиционной энергосистемы. Согласно литературе, концепции первичной модели одинаковы для разных топологий, однако реализация каждой из них отличается. Некоторые используют математические уравнения для полной имитации поведения синхронного генератора (СГ), в то время как другие используют уравнение колебаний для копирования неравномерной работы СГ, а в прочих блоки распределённой генерации реагируют на изменения частоты системы инженерной сети.

Варианты алгоритмов. Существует множество вариаций различных алгоритмов управления инвертором. Обратимся к базовой структуре ВСГ, показанной на рисунке. На нём, через блок измерения мощности данные поступают в блок управления ВСГ, где формируются электродвижущая сила (ЭДС) и фазовый угол ВСГ. Они в свою очередь отправляются на широтно-импульсную модуляцию (ШИМ), откуда сигналы, поступают на инвертор, который выдаёт переменное напряжение.

Мощность генератора и системы накопления энергии предполагается как входной крутящий момент двигателя, а инвертор предполагается как электромеханический преобразователь энергии между статором и ротором [2]. Затем основная составляющая напряжения в средней точке представляет собой электродвижущую силу ВСГ. Сопротивление и индуктивность блока фильтра, представляющие импеданс обмотки статора.

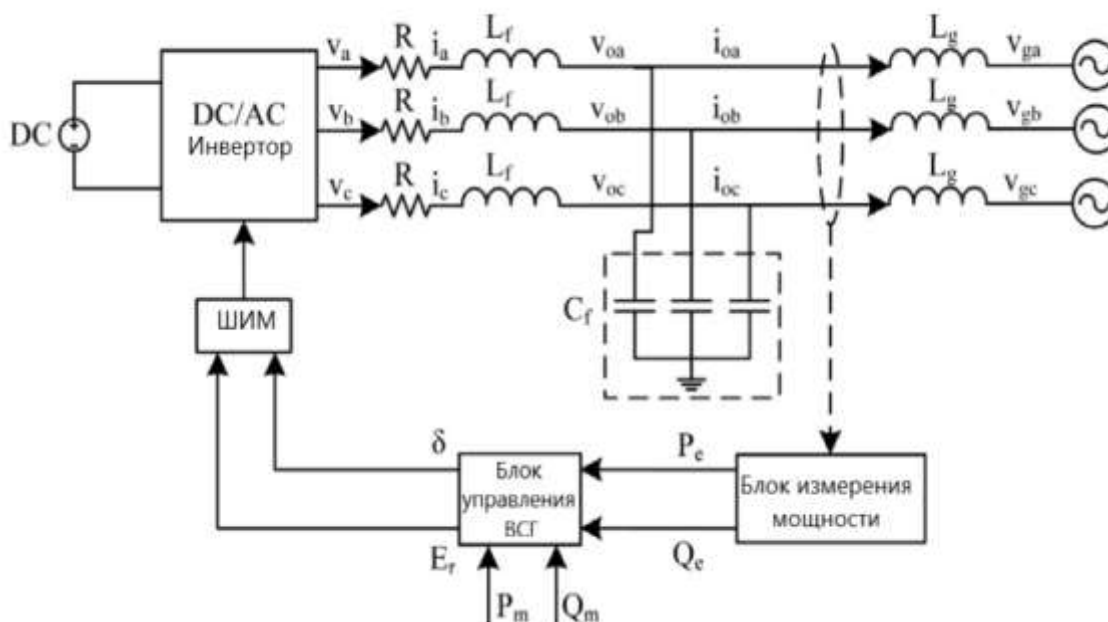


Рис. Базовая структура ВСГ

Иными словами, ВСГ имитирует электромагнитную связь и механическое движение синхронного генератора, в то время как алгоритм управления в основном использует регулирование частоты и напряжения для реализации управления активной и реактивной мощностью.

Если сгруппировать алгоритмы управления инвертором на основе ВСГ, то модели можно разделить в зависимости от потребности в дополнительном компоненте, таком как аккумулирование энергии [8]. Существующие алгоритмы ВСГ делятся на низший и высший порядок. Например, к высшему можно отнести ВСГ основанные на модели СГ 5-ого и 7-ого порядка, а к низшему ВСГ на модели 2-ого. Помимо этого, независимо от предыдущего

классификатора подобные алгоритмы можно также делить на те, где требуется и не требуется внешний накопитель энергии. Как итог это влияет на стоимость внедрения алгоритма.

Стратегии управления ВСГ более высокого или более низкого порядка могут быть разработаны путем незначительной модификации структуры управления. На данный момент, существуют различные вариации управления ВСГ, позволяющие электронному преобразователю имитировать характеристики СГ.

Обычными методами управления являются управление активной и реактивной мощностью, управление напряжением и частотой. Зачастую, применение стратегии управления в системе зависит от режима работы энергосистемы.

Следовательно, инвертор и ВСГ в чем-то похожи. Единственное отличие состоит в том, что ВСГ имитирует характеристики СГ посредством алгоритма управления. Алгоритм управления ВСГ можно разделить на две большие категории, которые описаны ниже.

Регуляторы активной и реактивной мощности.

В большинстве методов управления используется метод управления активной и реактивной мощностью из-за его простоты. [3]. Благодаря ему мы можем получить выходную мощность распределенных генераторов постоянной и плавной. Управление активной мощностью ВСГ является копией блока регулятора СГ. Её распределение можно реализовать в соответствии с пропускной способностью.

Другое дело регулирование реактивной мощности, на которое легко воздействуют импеданс линии, колебания нагрузки и другие факторы, что приводит к отклонению результата регулирования от требуемых характеристик и, в конечном итоге, к неточности распределения реактивной мощности. В [4] говорится, что традиционный метод развязки мощности не подходит для среднего и низкого напряжения. В связи с чем, предлагается усовершенствованный метод развязки мощности, который оценивает напряжение в точке общей связи и отслеживая их опорные значения, выходную активную и реактивную мощности инверторов, может выполнять динамическую развязку. Кроме того, в этом исследовании анализируется устойчивость новой структуры управления и выбор соответствующих коэффициентов.

Управление напряжением и частотой.

Блок управления напряжением ВСГ достигает амплитуды напряжения, имитируя функцию регулятора возбуждения СГ. Как правило, управление напряжением регулирует выходное напряжение в соответствии с отклонением амплитуды выходного напряжения ВСГ и использует коэффициент регулировки напряжения для регулировки напряжения ВСГ [1].

Для достижения постоянного выходного напряжения ВСГ, [2] предлагает метод параллельного подключения нескольких ВСГ. Параллельно подключенные они генерируют сигнал ошибки при несоответствии активной и реактивной мощности требуемой мощности. Этот сигнал ошибки используется для достижения постоянного выходного напряжения ВСГ.

Из вариаций также стоит отметить, что [5] предложил схему адаптивного сброса нагрузки для стабилизации энергосистемы на базе ВСГ. Эта предложенная схема локально измеряет параметры системы, особенно сигналы напряжения и частоты. После этого будет происходить ступенчатый сброс нагрузки в местах с наибольшим падением напряжения и колебаниями частоты. Следовательно, шаг сброса нагрузки изменяется в зависимости от определенных факторов, таких как скорость сброса, местоположение и величина, а также скорость изменения частоты. Предлагаемый подход исключает регулируемые нагрузки для возврата частоты обратно к требуемому значению.

Заключение.

Таким образом, осознавая, что ВСГ в некоторой степени решает проблему низкой инерции, ведутся разработки различных алгоритмов управления инвертором на его основе. Стоит отметить, что их разработка обеспечивает удобное и экономичное решение по использованию возобновляемых источников энергии и расширяет перспективы их применения.

Литература

1. Alipoor J., Miura Y., Ise T. Stability assessment and optimization methods for microgrid with multiple VSG units // *IEEE Transactions on Smart Grid*. – 2016. – Т. 9. – №. 2. – С. 1462-1471.
2. Chang Y. H. Design and analysis of pulse-width modulation-based two-stage current-mode multi-phase voltage doubler // *IET circuits, devices & systems*. – 2010. – Т. 4. – №. 4. – С. 269-281.
3. Hirase Y. et al. A novel control approach for virtual synchronous generators to suppress frequency and voltage fluctuations in microgrids // *Applied Energy*. – 2018. – Т. 210. – С. 699-710.
4. Li B. et al. Improved power decoupling control strategy based on virtual synchronous generator // *IET Power Electronics*. – 2017. – Т. 10. – №. 4. – С. 462-470.
5. Marzband M. et al. Adaptive load shedding scheme for frequency stability enhancement in microgrids // *Electric Power Systems Research*. – 2016. – Т. 140. – С. 78-86.
6. Tamrakar U. et al. Improving transient stability of photovoltaic-hydro microgrids using virtual synchronous machines // *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*. – IEEE, 2015. – С. 1-6.
7. Zhang C. H. et al. An improved synchronverter model and its dynamic behaviour comparison with synchronous generator. – 2013.
8. Zhong Q. C., Weiss G. Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators // *IEEE transactions on industrial electronics*. – 2010. – Т. 58. – №. 4. – С. 1259-1267/

АСУ ТП УСТАНОВКИ ПИРОЛИЗА КОМПОЗИЦИОННЫХ ТОПЛИВ

Белоногов М.В., Дорохов В.В.

Научный руководитель доцент Д.О. Глушков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день в мировой энергетике доля энергии, генерируемой при использовании угля превышает 27 %. С каждым годом наблюдается значительный прирост угледобычи, на данный момент которая составляет более 7.5 млрд т в год [5]. Значительными потребителями угля, как правило, являются электростанции, на которые приходится около 5.2 млрд т в год добываемого угля. Все это объясняется тем, что существующие устаревшие технологии ресурсоемки, что, как следствие, приводит к значительно высокому уровню потребления энергоресурсов, а также к загрязнению окружающей среды [2]. В связи с негативным прогнозом истощения энергетических ресурсов появляется необходимость их эффективного использования путем совершенствования технологий, а также диверсификации переработки сырья [3].

Основными методами термического преобразования для производства энергии, как правило, являются сжигание, газификация и пиролиз. Прямое сжигание является устаревшей технологией, в отличие от пиролиза и газификации [6]. При этом существуют альтернативные варианты сжигания угля, одним из которых является замещение ископаемого топлива композиционными жидкими топливами. Данные топлива представляют собой предварительно взвешенную смесь твердых частиц и воды [1]. Твердыми топливными компонентами, как правило, выступают угли различных марок, угольные шламы и фильтр-кек. Помимо отходов углеобогащения в состав композиционных топлив могут входить различные виды биомассы; твердые коммунальные отходы и различные жидкие добавки (отработанные технические и бытовые масла) [4].

В представляемом исследовании рассмотрены особенности процесса конверсии композиционных топлив и рапсового масла, приготовленной с различными соотношениями компонентов. Основные решаемые задачи представлены на слайде.

Для исследования особенностей пиролиза композиционных топлив был сконструирован специальный стенд. Он выполнен в форме металлической коробки, из нержавеющей стали. Для нагрева камеры использовались 4 керамических нагревателя с ни хромовым нагревательным элементом. Блок управления позволял регулировать мощность каждого нагревателя в диапазоне 100-1000 Вт. Схема установки представлена на рис. 1.

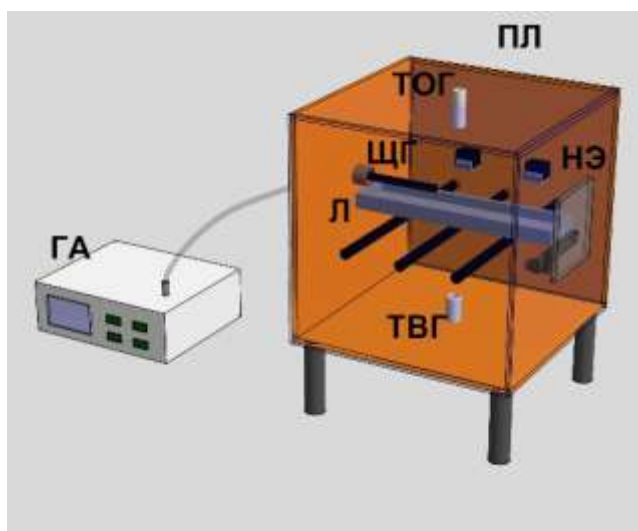


Рис. 1. Схема экспериментального стенда. На схеме показаны газоанализатор (ГА), печь пиролиза (ПЛ), щуп газоанализатора (ШГ), лоток с топливом (Л), нагревательный элемент (НЭ), трубка ввода (ТОГ) и отбора газа (ТВГ).

Для проведения экспериментов использовались 2 типа композиционных топлив. Первое топливо приготавливалось на основе измельченного бурого угля с добавлением отработанного турбинного масла. Соотношение твердого и жидкого компонента составляло 70х30. Второе топливо приготавливалось на основе опилок и бурого угля с добавлением отработанного турбинного масла. Соотношение компонентов составило 40 х 40 х 20.

Перед нагревом газификатор продували азотом для создания инертной среды. Топливо из отходов вводили в печь для пиролиза, предварительно нагретый до 600 °С, на металлической пластине. Температура внутри автоматически регулировалась по показаниям встроенной термопары типа К (диапазон температур 0–1100 °С, точность ± 3 °С, инерция не более 3 с). Время нахождения топлива в подогреваемом газификаторе определяли по показаниям прецизионного газоанализатора в режиме реального времени, характеризующим суммарный выход летучих компонентов биомассы или топлив из отходов. В тракте подачи синтез-газа к газоанализатору имелся фильтр в комплекте с устройством для сбора конденсата, предназначенным для очистки и осушки образующегося синтез-газа. Состав синтез-газа контролировался газоанализатором Тест-1 (по компонентам CO, CO₂, H₂, O₂, NO_x, SO₂). Типичный состав синтез-газа представлен на рисунке 2.

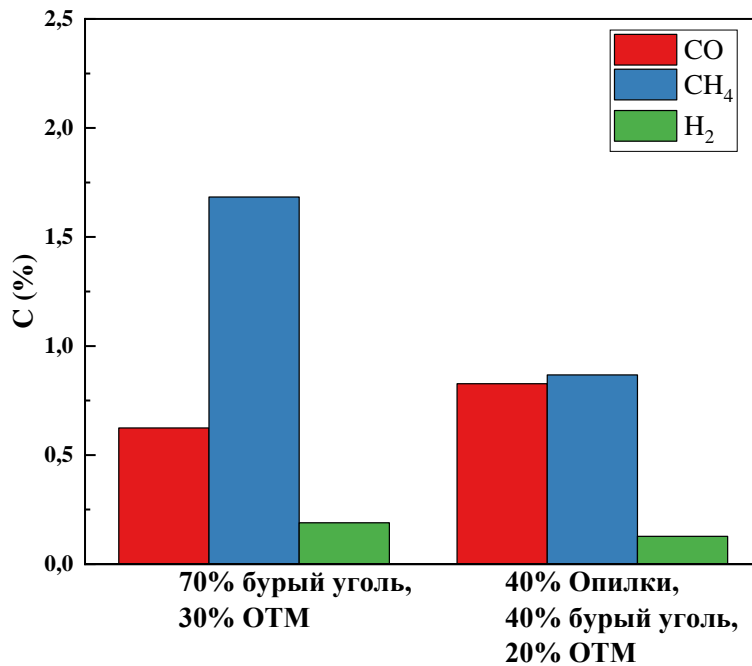
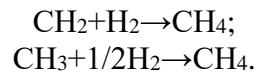


Рис. 2. Содержание горючих компонентов в составе синтез газа при равенстве масс

При выполнении экспериментальных исследований производилась оценка влияния массы навески топлива на химический состав получившегося синтез-газа. Для этого производилась оценка состава газовой смеси при условиях равенства масс, теплоты сгорания и летучих веществ. При пиролизе топлива с отработанным турбинным маслом основным компонентом синтез-газа является метан (рис. 2). Образование CO происходит в основном за счет реакций прямого окисления углерода, который находится в химическом составе бурого угля. C_nH_{2n+2} образуются преимущественно в результате пиролитического разложения. Образование метана в основном происходит при разложении жирных кислот на алканы, основным компонентом которых является CH_4 . Синтез метана протекает по следующей реакции в присутствии свободных водородных радикалов:



Интенсивное образование углеводородов при термическом разложении отработанных масел является следствием высокого содержания в их составе алифатических соединений.

На основе экспериментальных данных были разработаны рекомендации для АСУ ТП пиролиза композиционных топлив. Наиболее удобным параметром для управления процесса получения синтез-газа является регулировка расхода топлива. Вместе с подбором соотношения исходных топлив в составе композиционного, этот параметр позволяет гибко управлять как составом синтез-газа, так и общей производительностью процесса газогенерации.

Литература

1. Egorov R. I., Strizhak P. A. The light-induced gasification of waste-derived fuel //Fuel. – 2017. – Т. 197. – С. 28-30.
2. Fernández-Gonzalez J. M. et al. Economic and environmental review of Waste-to-Energy systems for municipal solid waste management in medium and small municipalities //Waste Management. – 2017. – Т. 67. – С. 360-374.
3. Krishnan R. Y. et al. Advanced thermochemical conversion of algal biomass to liquid and gaseous biofuels: a comprehensive review of recent advances //Sustainable Energy Technologies and Assessments. – 2022. – Т. 52. – С. 102211.
4. Mohamed U. et al. Evaluation of life cycle energy, economy and CO₂ emissions for biomass chemical looping gasification to power generation //Renewable Energy. – 2021. – Т. 176. – С. 366-387.
5. Tchaptal A. H., Pisupati S. V. A review of thermal co-conversion of coal and biomass/waste // Energies. – 2014. – Т. 7. – №. 3. – С. 1098-1148.
6. Xiang Y. et al. Study on the effect of gasification agents on the integrated system of biomass gasification combined cycle and oxy-fuel combustion //Energy. – 2020. – Т. 206. – С. 118131.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК РАСПЫЛЕННОГО ПОТОКА БИОДИЗЕЛЯ,
ПРИГОТОВЛЕННОГО С ПОМОЩЬЮ МЕМБРАН ИЗ ПОЛИТЕТРАФТОРЭТИЛЕНА**
Верходанов Д.А.

Научный руководитель доцент М.В. Пискунов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Биодизель представляет смесь моноалкильных эфиров жирных кислот. Такое топливо обладает характеристиками сравнимыми с коммерческим дизельным топливом. В свою очередь биодизель в отличие от дизельного топлива является возобновляемым, биоразлагаемым и более экологичным, что делает его перспективным альтернативным топливом. Прямое применение биодизеля в традиционных дизельных двигателях подтверждается обширными исследованиями [2, 3]. Исследование микроскопической и макроскопической структуры биотоплива в процессе распыления важно для достижения стабильного пламени, снижения выбросов выхлопных газов и более высокой эффективности сгорания [1]. Вдобавок на структуру распыления влияют такие факторы как физические свойства топлива, внешние условия окружающей среды, давление впрыска и геометрическая конструкция форсунки.

Целью данной работы является измерение характеристик (средний диаметр капли по Заутеру d_{32} , количество частиц N) распыленного потока метиловых эфиров жирных кислот (МЭЖК) рапсового масла и биодизельного топлива на их основе, фильтрация которых проводилась с помощью мембран из политетрафторэтилена (ПТФЭ) и поливинилиденфторида (ПВДФ) посредством метода цифровой обработки изображений – фильтра Калмана. При апробации мембранного фильтра из ПТФЭ (пористость 75 %) анализировались такие характеристики МЭЖК как динамическая вязкость, температура вспышки в закрытом тигле, цетановое число и поверхностное натяжение; показаны сходства и отличия от аналогичных характеристик МЭЖК, профильтрованного с помощью коммерческого фильтра из ПВДФ (размер пор 0,45 мкм), предназначенного для тонкой очистки от коллоидных соединений, механических и микробиологических примесей. В качестве исследуемых жидкостей используются МЭЖК рапсового масла (В100), полученный с использованием обоих фильтров, и соответствующие смеси дизеля с МЭЖК (В6, т. е. примесь МЭЖК составляет 6 % от массы дизеля). В таблице представлены значения динамической вязкости и коэффициента поверхностного натяжения исследуемых образцов. Значения довольно близки; различия физических свойств топлив, отфильтрованных с помощью различных мембран, являются скорее несущественными.

Таблица

Физические свойства исследуемых образцов

Наименование жидкости	Динамическая вязкость, мПа·с		Коэффициент поверхностного натяжения, мН/м	
	ПВДФ	ПТФЭ	ПВДФ	ПТФЭ
В6	2,76	2,75	27,9	28,1
В100	5,89	5,94	26,4	30,3

Исследование характеристик распыления выполнялось методом теневой видеосъемки. Для осуществления данного метода использовались высокоскоростная видеокамера (скорость записи – 35000 кадров/с, разрешение – 320 × 240 пикселей, масштабный коэффициент – 0,05 мм/пиксель) и прожектор. Распыление топлива осуществлялось с использованием дизельной форсунки с углом раскрытия 60°, при варьировании давления на впрыске от 0,6 МПа до 1,2 МПа. Регулирование давления впрыска осуществлялось с помощью редуктора газового баллона, газовый баллон подключался непосредственно к резервуару с топливом.

Постобработка полученного изображения проводилась в программном комплексе Matlab при помощи кода, реализующего метод фильтра Калмана. Данный фильтр позволяет отслеживать отдельные частицы в потоке, при этом определяя их количество, размеры и скорости движения. Также фильтр Калмана позволяет прогнозировать будущее местоположение объекта на основе уравнения движения. Для осуществления постобработки с помощью фильтра Калмана исходная видеозапись загружается в Matlab. В каждом видеокadre происходит обнаружение частиц и присвоение им индивидуального трек-номера, который позволяет отслеживать обнаруженные частицы на последующих видеокadрах. У каждой обнаруженной частицы рассчитывается площадь идеальной сферической частицы S в пикселях, далее рассчитывается диаметр сферы при помощи следующей формулы: $d = \sqrt{\frac{4S}{\pi}}$. После этого происходит пересчет диаметра из пиксельного значения в миллиметровое путем умножения полученного значения на масштабный коэффициент. Рассчитав диаметры частиц на всех видеокadрах, происходит расчет d_{32} .

На рисунке 1 представлена зависимость массового расхода жидкости от давления на впрыске форсункой. Результаты показывают, что для исследуемых образцов с увеличением давления на впрыске происходит рост массового расхода жидкости. Различия в массовых расходах у образцов В6(ПТФЭ) и В6(ПВДФ) составляет около 10 %, при этом у образцов В100(ПТФЭ) и В100(ПВДФ) менее 11 %.

Результаты постобработки, полученные с помощью фильтра Калмана представлены на рисунке 2. Для всех образцов с увеличением давления на впрыске происходит равномерный рост значений N в потоке. Отличие значений N для биотоплив В6(ПТФЭ) и В6(ПВДФ) составляет менее 12 %, для образцов В100(ПТФЭ) и В100(ПВДФ) значения отличаются существенно, но не более чем на 22 % (рис. 2а). Изменение давления на впрыске также влияет на значения d_{32} . Для топлив В6(ПТФЭ) и В6(ПВДФ) отличие значений d_{32} не превышает 11 %, при этом для В100(ПТФЭ) и В100(ПВДФ) расхождение составляет менее 7 % (рис. 2б). Можно заключить, что в целом различия

в определяемых характеристиках топлив, полученных при использовании различных фильтров (включая самостоятельно изготовленный из ПТФЭ), скорее незначительные.

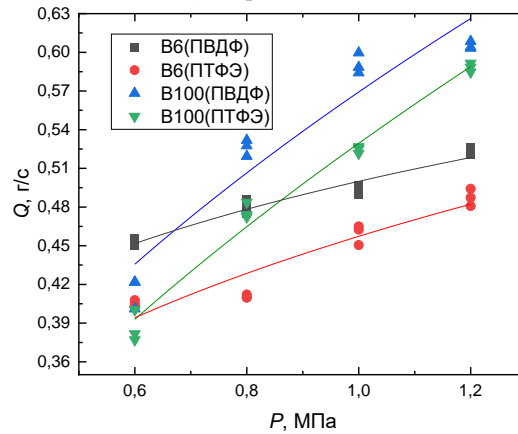


Рис. 1. Зависимость массового расхода жидкости Q от давления на впрыске форсункой P

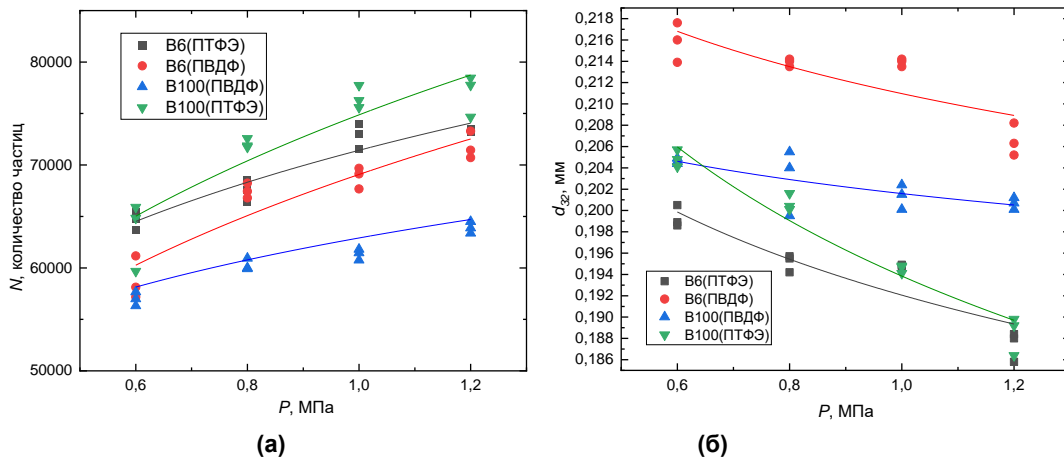


Рис. 2. Зависимость количества частиц N от давления на впрыске P (а); зависимость среднего диаметра по Заутеру d_{32} от давления на впрыске P (б)

В работе основное внимание уделено измерению характеристик (d_{32} , N) распыленного потока МЭЖК и биодизельного топлива на их основе, отфильтрованных с помощью самостоятельно изготовленного мембранного фильтра из ПТФЭ и коммерческого фильтра из ПВДФ. Анализ характеристик распыленного потока и физических свойств топлив, отфильтрованных с помощью различных мембран, демонстрирует схожесть результатов. Это позволяет заключить, что изготовленный мембранный фильтр из ПТФЭ не уступает коммерческому аналогу и может быть использован при фильтрации МЭЖК.

Работа выполнена при поддержке программы развития Томского политехнического университета «Приоритет 2030» (Приоритет-2030-НИП/ЭБ-038-1308-2022).

Литература

- Gad H. M. et al. Experimental study of diesel fuel atomization performance of air blast atomizer // *Experimental Thermal and Fluid Science*. – 2018. – Т. 99. – С. 211-218.
- Najafi G. Diesel engine combustion characteristics using nano-particles in biodiesel-diesel blends // *Fuel*. – 2018. – Т. 212. – С. 668-678.
- Rajpoot A. S. et al. Performance analysis of a CI engine powered by different generations of biodiesel; Palm oil, Jatropha, and microalgae // *Materials Today: Proceedings*. – 2023.

**ИДЕНТИФИКАЦИЯ ТИПА И КОНЦЕНТРАЦИИ ПРИМЕСЕЙ В КАПЛЯХ ЖИДКОСТИ
КОМБИНИРОВАНИЕМ БЕСКОНТАКТНЫХ МЕТОДОВ РЕГИСТРАЦИИ**

Волков Р.С., Керимбекова С.А.

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство известных работ в области энергетики посвящены вопросам минимизации антропогенных выбросов [4], перспективам использования альтернативных, в том числе и возобновляемых источников энергии [2,4], а также разработке новых типов накопителей электрической энергии [3]. Не менее перспективным направлением, с точки зрения решения экологических проблем и утилизации отходов, а также производства электрической энергии, является использование суспензий на основе отходов углеобогащения [5-7]. Вопросы вовлечения отходов углеобогащения в энергетику как альтернативного топлива все чаще изучаются различными группами исследователей [5-7]. Как правило, определяется совокупность характеристик распыления [8-10]: размеры и скорости движения капель, угол раскрытия струи и ее отклонения. В ранее упомянутых исследованиях [5-10] рассматриваются равномерно перемешанные составы. Однако при распылении суспензионных топлив может реализовываться их разделение на отдельные компоненты (жидкие и твердые). По этой причине актуальны исследования в области идентификации отдельных твердых (фильтр-кек, опилки) и жидких (вода, рапсовое масло) компонентов в аэрозольном потоке. Для реализации экспериментов предложен подход, согласно которому бесконтактные панорамные оптические техники (плоскостная лазерная индуцированная флуоресценция – LIF, интерферометрическая техника – IPI, теневая макросъемка – SP) адаптированы под цели идентификации примесей в каплях жидкостей.

Для приготовления суспензий в экспериментах в качестве основного компонента использовался типичный отход углеобогащения – фильтр-кек длиннопламенного каменного угля (далее – кек). Твердый компонент предварительно измельчался в быстроходной роторной мельнице «Pulverisette 14» и затем просеивался с применением группы сит. Размеры твердых частиц кека не превышали $d_p \approx 80$ мкм. В качестве дополнительных компонентов использовались древесные опилки (материал – сосна, размеры частиц 120–140 мкм), а также рапсовое масло. На рис. 1 приведен внешний вид стенда, использовавшегося для определения характеристик распыления суспензий. Для подсветки аэрозольного потока в верхней части стенда дополнительно устанавливался комплект оборудования (рис. 2): непрерывный DPSS лазер «KLM-532A» (длина волны 532 нм, максимальная мощность 5 В) для генерации светового пучка; коллиматор (угол раскрытия 22°) для преобразования пучка лазера в плоский лазерный нож; оптическое зеркало для позиционирования направления лазерного ножа.

На рис. 3 показано, что на периферии аэрозольного потока суспензии интенсивность свечения капель почти в 2 раза выше, чем в ядре (вблизи оси симметрии форсуночного устройства). Такой результат свидетельствует о том, что по мере удаления от оси симметрии факела распыления концентрация воды в отдельных каплях суспензии возрастает. При этом необходимо отметить, что снижение интенсивности свечения потока в центральной части не связано с существенным поглощением каплями лазерного излучения, так как по мере движения ножа лазера ближе к нижней кромке потока) интенсивность свечения также возрастает.

Таким образом можно сделать вывод о том, что метод лазерной индуцированной флуоресценции (LIF) позволяет выделить в общем аэрозольном потоке ВУТ и ОВУТ как отдельные капли жидкостей (вода, рапсовое масло), входящих в исходный состав суспензионных топлив, так и оценить среднюю концентрацию твердой компоненты (кек) в каплях аэрозоля.



Рис. 1. Внешний вид стенда: 1 – шток для выдавливания суспензии; 2 – форсунки; 3 – камера для распыления; 4 – струя топлива; 5 – прожекторы; 6 – видеокамера; 7 – емкость для сбора топлива; 8 – воздушный компрессор; 9 – компьютер; 10 – объектив; 11 – канал подачи воздуха

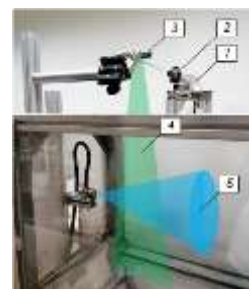


Рис. 2. Схема подсветки аэрозольного потока: 1 – DPSS лазер; 2 – оптика лазера (коллиматор); 3 – оптическое зеркало; 4 – лазерный нож; 5 – струя

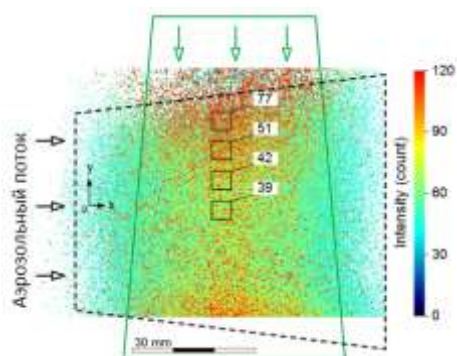


Рис. 3. Усредненная видеодиаграмма (после обработки) потока ВУТ

В ходе обработки результатов установлены четыре вида интерференционных картин капель: 1 – нормальная (характеризуется вертикально расположенными полосами); 2 – угловая (интерференционные полосы расположены под углом к вертикали); 3 – кривая (характеризуется искривленными или невыраженными полосами); 4 – гексагональная (имеет ярко выраженные ромбы или многоугольники, равномерно заполняющие весь образ). Анализ выполнялся аналогично [9]. Согласно результату (рис. 4), можно утверждать, что интерферометрический метод (IPI) позволяет косвенно определить средний размер частиц примеси в каплях аэрозольного суспензионного потока.

Для определения размеров капель суспензий использовался метод «Shadow Photography» (SP) [8]. Регистрация размеров капель суспензий осуществлялась в трех различных областях (на оси симметрии потока, на 30 мм выше и ниже оси симметрии, соответственно) на удалении около 150 мм от сопла распылительной форсунки. Использование такого подхода обусловлено неоднородностью генерируемой струи – размеры капель в каждой точке ее вертикального сечения существенно отличались.

Комбинированное применение трех оптических методик (LIF, IPI, SP) позволяет установить экспериментально компонентный состав отдельных капель, а также распределения компонент (твердые и жидкие) в аэрозольном потоке. С использованием метода LIF определяются концентрации кека в отдельных каплях, средние концентрации кека в аэрозольном потоке, распределения водной компоненты по сечению потока, а также выделяются отдельные капли рапсового масла в потоке. Метод IPI может быть использован для определения среднего размера частиц примеси в аэрозольном потоке, а также для оценки количественной доли капель воды без примесей в аэрозольном потоке. При этом преимуществом метода IPI является возможность регистрации очень малых (с характерным размером менее 10 мк) капель. Применение метода SP позволяет эффективно определить долю несферичных капель суспензии в общем аэрозольном потоке. Это дает возможность оценки объемной доли капель, содержащих крупные (более 100 мк) частицы.

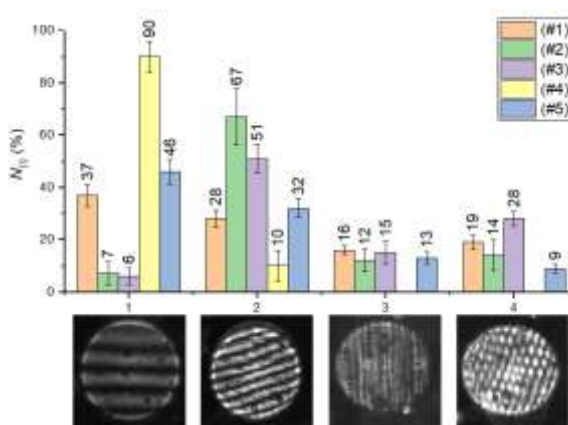


Рис. 4. Содержание $N(i)$ образов четырех выделенных типов в аэрозольном потоке для пяти рассмотренных составов (при $Ga \approx 50$ кг/ч)

Литература

1. Dogaru, L. The main goals of the fourth industrial revolution. Renewable energy perspectives // Procedia Manufacturing. – 2020. – P. 397-401. DOI: 10.1016/j.promfg.2020.03.058.
2. Erdiwansyah, H. A critical review of the integration of renewable energy sources with various technologies/ Erdiwansyah, Mahidin, H. Husin, Nasaruddin, M. Zaki, Muhibbuddin / Protection and Control of Modern Power Systems. – 2021. – V. 6 (3). DOI:10.1186/s41601-021-00181-3.
3. Lee, P.-Y. Vibration-based degradation effect in rechargeable lithium ion batteries having different cathode materials for railway vehicle applicatio / P.-Y. Lee, S. Park, I. Cho, J. Kim // Engineering Failure Analysis. – 2021. – V.124. –105334. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2021.105334.
4. Nyashina, G. Impact of micro-explosive atomization of fuel droplets on relative performance indicators of their combustion / G. Nyashina, K. Vershinina, P. Strizhak // Fuel Processing Technology. – 2020. – 106334. DOI:10.1016/j.fuproc.2019.106334. Dogaru, L. The main goals of the fourth industrial revolution. Renewable energy perspectives // Procedia Manufacturing. – 2020. – P. 397-401. DOI: 10.1016/j.promfg.2020.03.058.
5. Pinchuk, V.A. Improvement of coal-water fuel combustion characteristics by using of electromagnetic treatment / V.A. Pinchuk, T.A. Sharabura, A.V. Kuzmin // Fuel Processing Technology. – 2017. – V.167. – P. 61-68. DOI: 10.1016/j.fuproc.2017.06.014.
6. Sharypov, O.V. Investigating the gas-droplet flow generated by a pneumatic nozzle for a coal-water slurry/ I.S. Anufriev, E.P. Kopyev, L.I. Maltsev, E.Yu. Shadrin, O.V. Sharypov // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – V.1367. –012031. DOI:10.1088/1742-6596/1369/1/012031.
7. Shlegel, N.E. Recovery of waste-derived and low-grade components within fuel slurries/ K.Y. Vershinina, N.E. Shlegel, P.A. Strizhak // Energy. – 2019. – V. 183. – P. 1266-1277. DOI: 10.1016/j.energy.2019.07.031.
8. Strizhak, P.A. Atomization behavior of composite liquid fuels based on typical coal processing wastes / G.V. Kuznetsov, P.A. Strizhak, T.R. Valiullin, R.S. Volkov //Fuel Processing Technology. – 2022. – V.225. – 107037. DOI: 10.1016/j.fuproc.2021.107037.
9. Volkov, R.S. Diagnostics of the presence of solid particles in aqueous aerosol droplets by their interference pattern / R.S. Volkov, S.V. Chvanov, D.D. Andriyanov // Technical Physics Letters. – 2019. – V.45. – P.605-608. DOI: 10.1134/S1063785019060324.
10. Wang, H., Ignition and Combustion Behaviors of Coal Slime in Air / H. Wang, S. Liu, X. Wang, Y. Shi, X. Qin, C. Song // Energy Fuels. – 2017. – V. 31(10). – P. 11439-114447. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.7b01960.
11. Wiinikka, H. Particle formation during suspension combustion of different biomass powders and their fast pyrolysis bio-oils and biochars / Fuel Processing Technology // Fuel Processing Technology. – 2021. – V.218. – 106868. DOI: 10.1016/j.fuproc.2021.106868.

ДАТЧИКИ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СЕТЕЙ

Горяев А.О., Шароян А.Б.

Научный руководитель доцент Р.А. Уфа

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время одной из основных целей электроэнергетики для обеспечения надежного электроснабжения потребителей является точное измерение параметров сети в различных режимах и обеспечение правильной работы устройств релейной защиты и автоматики (РЗА). Для этого требуется проанализировать существующие высоковольтные измерительные устройства, по основным критериям, а именно точность, надежность, размер, стоимость и доступность.

В настоящее время широкое применение нашли традиционные электромагнитные измерительные трансформаторы тока и напряжения, которые состоят из первичной обмотки, подключенной к цепи высокого напряжения, и вторичной обмотки, к которой подключаются измерительные приборы и средства РЗА.

Однако, известным недостатком обозначенных измерительных устройств является:

- низкая точность измерения;
- погрешность измерения, что вызывает некорректную работу устройств РЗА;
- влияние нагрузки вторичной цепи на точностные характеристики;
- насыщение при больших токах короткого замыкания (наличия сердечника с нелинейной вольт-амперной характеристикой возможно явление феррорезонанса которое может приводит к выходу из строя измерительного трансформатора);

- опасность размыкания вторичных цепей трансформатора тока;

- невозможность интеграции в единую сеть мониторинга и контроля технологических процессов.

Одним из альтернатив традиционным измерительным трансформаторам являются оптоволоконные датчики тока и напряжения, основанные на бесконтактном оптическом методе (методе Фарадея) измерения электрического тока (рис. 1). Оптоволоконные измерительные трансформаторы включают оптический датчик и преобразователь.



Рис. 1. Оптоволоконный датчик тока FOCs компании ABB, Inc

В сравнении с традиционными измерительными трансформаторами они обладают более высокой точностью измерений, отсутствием необходимости в электрическом контакте с измеряемой цепью, большая защита от помех и электромагнитных воздействий, а также возможность передачи данных на большие расстояния.

Однако есть проблемы, связанные с высокой стоимостью, зависимостью от температуры и влажности окружающей среды, а также проблемы с калибровкой и обслуживанием. [2]



Рис. 2. Катушка Роговского

Другой альтернативой традиционным измерительным трансформаторам является катушка Роговского, которая состоит из датчика тока с круглым немагнитным сердечником и небольшим воздушным зазором. Вторичная

обмотка наматывается на сердечник в несколько слоев, через ось полого сердечника, один из выводов обмотки проводится к выводу другого.

Катушка Роговского обладает компактными размерами, отсутствием необходимости в отключениях силовой цепи, отсутствием погрешности из-за магнитного насыщения, в связи с отсутствием магнитопровода, а также может быть замкнута на цепь и совершать измерения, без влияния на функционал. Однако в данный момент отсутствуют вариаций прибора на высоковольтные напряжения. [3]

Таблица

Соответствие измерительных трансформаторов рассматриваемым критериям

Название	Диапазон применения по напряжению, кВ	Критерий			
		Точность по типу входного устройства	Масса, кг	Стоимость (обозначение, производитель)	Доступность
Традиционные измерительные трансформаторы тока [5]	0,66;3;6;10; 15;20;24;27; 35;110;150; 220;330;500; 750.	0,1;0,2;0,2s; 0,5;0,5s;1;3; 5;10.	840	800 000 руб (ТФЗМ 220, Пан-энерго)	Производится на заводах РФ.
Традиционные измерительные трансформаторы напряжения [5]		0,1;0,2;0,2s; 0,5;0,5s;1;3; 5;10.	1500	1 289 000 руб (НАМИ-220 УХЛ1, Пан-энерго)	Производится на заводах РФ.
Измеритель тока с входным устройством - катушка Роговского [7]	до 1кВ.	±1%	0,65	До 40 753 руб (MFC 150, Algodue)	Мало отечественной продукции на рынке РФ.
Измеритель напряжения с входным устройством - катушка Роговского [7]	до 1кВ.	±1%	0,65	До 40 753 руб (MFC 150, Algodue)	Мало подходящей отечественной продукции на рынке РФ
Оптические датчики тока [4]	0,66;3;6;10; 15;20;24;27; 35;110;150; 220;330;500.	0.2S	120 (для 220 кВ)	5 600 000 руб (ТТЭО-220, Профтек)	Производится на заводах РФ в малых количествах
Оптические датчики напряжения [6]		0.2	170-695	2 300 000 руб (NXVT, NxtPhase T&D Corporation)	Не производится на заводах в РФ.
Комбинированный измерительный трансформатор (оптический датчик тока и делитель напряжения) [4]	100-145	По току: 0.2S (ток) По напряжению: 0.2	100	12 000 000 руб (ТТНК-220, Профтек)	Производится на заводах РФ в малых количествах
Цифровой трансформатор тока и напряжения [1]	6(10);35;110;	По напряжению: 0.2; 0.5; 1.0; 3.0; 3P; 6P По току: 0.2; 0.2S; 0.5; 0.5S; 1; 3; 5; 5P; 5TPE; 10P	5;30;50	8 000 000 руб (110кВ, Цифровые измерительные трансформаторы)	Производится на заводах РФ в малых количествах

Литература

1. О применения цифровых измерительных трансформаторах в энергетике. – Текст: электронный // Цифровые измерительные трансформаторы – 2023. – URL: <https://digitrans.ru/news-posts/applying-digitrans/> (дата обращения 26.03.2023).
2. Троицкий Юрий, Абраменко Ирина, Корнеев Иван Оптические датчики тока и напряжения. – Текст: электронный // Компоненты и технологии. – 2023. – URL: <https://kit-e.ru/sensor/opticheskie-datchiki-toka-i-napryazheniya/> (дата обращения 26.03.2023).
3. Кожович Любомир Катушки Роговского – реальная альтернатива традиционным ТТ. – Текст: электронный // Цифровая подстанция. – 2017. – URL: <http://digitalsubstation.com/blog/2017/05/24/katushki-rogovskogo-realnaya-alternativa-traditsionnym-tt/> (дата обращения 26.03.2023).
4. Измерительные трансформаторы АО «Профотек». – Текст: электронный // АО «Профотек». – 2023. – URL: <https://www.profotech.ru/upload/Буклет%20Профотек.pdf> (дата обращения 26.03.2023).
5. Трансформаторы тока и напряжения. – Текст: электронный // ПанЭнергоМет. – 2023. – URL: <https://kptm.ru/catalog/> (дата обращения 26.03.2023).
6. Преобразователи напряжения измерительные высоковольтные оптические NXVT. – Текст: электронный // ALL-Pribors.ru. – 2023. – URL: <https://all-pribors.ru/opisanie/35846-07-nxvt-36694> (дата обращения 26.03.2023).
7. Катушки Роговского MFC150. – Текст: электронный // Джоуль. – 2023. – URL: <https://www.joule.ru/ru/rogowski/517-mfc150.html> (дата обращения 26.03.2023).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

Гусаров И.Н., Бухаров Е.В.

Научный руководитель доцент М.В. Андреев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эта работа демонстрирует использование нейронных сетей в качестве релейной защиты электрооборудования. Она основывается на спроектированном классификаторе, который определяет наличие или отсутствие короткого замыкания в фазе по набору мгновенных значений тока.

Обучение. Для обучения нейронной сети была использована модель энергосистемы различных классов напряжения в программном комплексе Real Time Digital Simulator. Программный комплекс моделировал короткое замыкание, в общей сложности 30 режимов, на различных элементах системы при различных параметрах режима работы, таких как значения мощности, параметры нагрузки, место КЗ и сдвиг по фазе КЗ, а также 12 нормальных режимов. Данные затем были разделены на тренировочные и для проверки эффективности нейронной сети.

Каждое моделирование представляло собой таблицу из ста значений, включая 20 мгновенных значений нормального режима (один период), предшествующего короткому замыканию, и 80 мгновенных значений аварийного режима (четыре периода). Для более точного анализа режима требовались значения из нормального режима работы, чтобы нейронная сеть могла четко определить бросок тока в первый момент короткого замыкания.

Структура. Нейронная сеть принимает на вход мгновенные значения тока, переводя их в относительные значения. Для этого программа отбирает модуль максимального значения тока в представленном наборе данных, затем все значения тока делятся на максимальное. Такой подход помогает нейронной сети определять четкую кратность увеличения тока и использовать данные в промежутке от 0 до 1, что необходимо для выбранной функции активации.

Функция активации. Функция активации играет важную роль в нейронных сетях, усредняя полученные значения между входным и промежуточным слоем, а также между промежуточным и выходным. Её задача состоит в том, чтобы усилить слабые сигналы и не позволить сильным сигналам критично повлиять на результат. В данном случае была выбрана сигмоида как функция активации.

$$\sigma(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}} \quad (1)$$

Однако, важно отметить, что нейронные сети работают с гармоническими источниками, и значения тока могут иметь около нулевое значение. Для того чтобы данные значения вносили свой вклад в конечный результат, требуется усилить сигналы. Из графика видно, что при получении функцией на входе нулевого значения, на выход функция передаст значение 0,5. Это происходит потому, что оперирование идет лишь в пределах от 0 до 1, и сигмоида усредняет значения.

Исследования работы нейронной сети показали, что оптимальной методикой работы является работа только с модулями значений токов. Это позволяет ускорить процесс обучения и унифицировать нейронную сеть, так как становится неприципиальным начальное значение фазового сдвига. В ходе обучения исключалась возможность насыщения трансформаторов, но это допущение может быть устранено с помощью создания дополнительного классификатора и моделирования режимов с насыщением и без насыщения.

Допущения. Нейронная сеть была обучена исключая возможность насыщения трансформаторов, данное допущение возможно устранить [2], но требует создание ещё одного классификатора, определяющего наличие высших гармоник, и моделирование режимов с насыщением и без насыщения.

Нейронная сеть обучалась на однофазных коротких замыканиях. Принципы, заданные нейронной сети, позволяют распространить область её работы и на другие типы коротких замыканий.

Результаты. Нейронная сеть была обучена на однофазных коротких замыканиях, но её принципы могут быть распространены на другие типы коротких замыканий. Текущая нейронная сеть, обученная только на однофазных коротких замыканиях, способна определять двухфазные фаза-фаза и трёхфазные короткие замыкания с эффективностью более 80 %.

После экспериментов были выбраны оптимальные параметры, такие как количество эпох обучения, количество узлов скрытого слоя и обучающий коэффициент. В итоге, эффективность нейронной сети для однофазных коротких замыканий составила 100 %, даже при использовании небольшого объема тренировочных данных. Это означает, что нейронная сеть может использоваться как защитное оборудование.

Однако, для некоторых режимов работы нейронной сети существуют проблемы, когда на выходе сети значения могут быть менее 0,995. Один из таких режимов был наблюдаем под номером 5. Несмотря на это, показатель все еще является доминирующим, так как противоположный вход получает значения лишь в пределах от 0,02 до 0,1. Это свидетельствует о высокой точности нейронной сети. Также стоит отметить, что возможность работы классификатора даже при низких значениях токов коротких замыканий позволяет использовать нейронную сеть как резервную защиту.

В дальнейшем планируется обучать нейронную сеть на режимы энергосистемы, схожие с короткими замыканиями, такие как бросок намагничивающего тока. Кроме того, потенциал нейронной сети как защитной автоматики огромен, так как сеть может быстро анализировать параметры режима и четко определять режим работы.

Вывод.

Нейронные сети являются перспективной разработкой дальнейшего развития релейной защиты и автоматики, так как в меньшей степени, чем классическая защита подвержены к ложным срабатываниям.

На текущий момент уже сформирована защита от однофазных коротких замыканий со 100 % эффективностью. Дальнейшее развитие программы ведётся в обучении более сложным режимам. Если программа докажет в свою эффективность при работе и с такими режимами, то данный факт откроет возможность её применения в промышленности.

Литература

1. Тарик Рашидов. Создаем Нейронную сеть. - Москва: Вильямс, 2018. - 272 с.
2. Tripathy M., Maheshwari R. P., Verma H. K. Power transformer differential protection based on optimal probabilistic neural network //IEEE transactions on power Delivery. – 2009. – Т. 25. – №. 1. – С. 102-112.
3. Jincheng Y. et al. Fault Prediction of Intelligent Electricity Meter Based on Multi-Classification Machine Learning Model //2021 IEEE International Conference on Artificial Intelligence and Computer Applications (ICAICA). – IEEE, 2021. – С. 293-297.

АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ТИПА 3 И 4

Едакин К.И., Арефьев П.В.

Научный руководитель доцент А.А. Суворов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день глобальное потепление стало одной из самых обсуждаемых экологических проблем этого столетия, и для борьбы с ростом парниковых газов, многие страны стали участниками Парижского соглашения от 2015 года, согласно которому каждое государство должно приложить усилия для поддержания уже достигнутого уровня глобальной температуры [1]. И одним из основных способов решения поставленной задачи является внедрение альтернативных источников энергии, чей фундамент зиждется на силовой электронике.

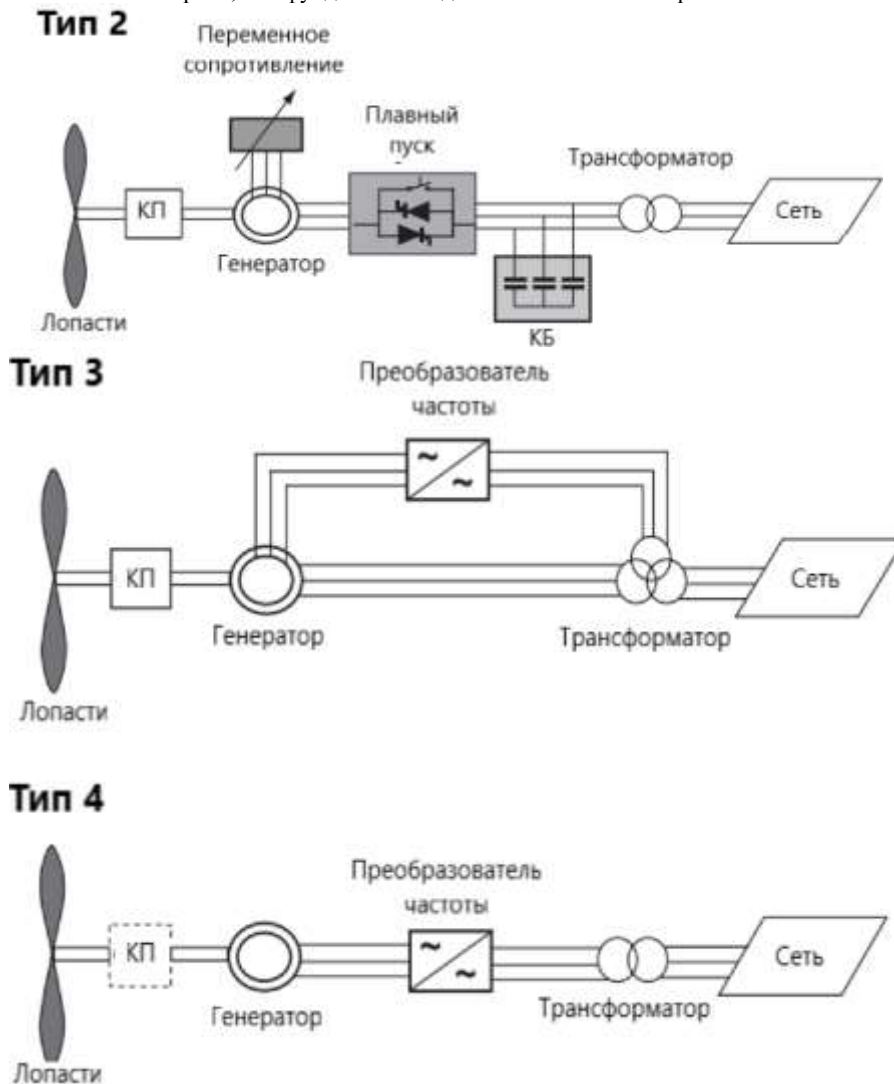


Рис. 1. Конфигурации ветроэнергетических установок в зависимости от регулировки скорости.
Примечание: КБ – конденсаторная батарея; КП – коробка передач [2]

Типы ветряных турбин.

Хоть в данной статье основной задачей является сравнение типов 3 и 4, но последние три типа обладают общей чертой – это переменная скорость вращения турбины, вследствие чего возникает необходимость осуществить анализ и типа 2.

Тип 2 (ограниченная переменная скорость) использует асинхронный генератор с намотанным ротором, что позволяет регулировать выходную мощность и скольжение. Плавный пуск позволяет регулировать пусковые параметры генератора, повышая его срок службы, а конденсаторные батареи являются компенсатором реактивной мощности. В данном случае генератор напрямую связан с сетью.

Тип 3 (переменная скорость с частичным преобразованием) использует асинхронный генератор с двойным питанием, который является все тем же асинхронным генератором с намотанным ротором, однако в отличие от типа 2, где сопротивление регулируется управляемым оптическим преобразователем, здесь остаются контактные кольца и преобразователь подсоединяется к роторной схеме. В данном случае используется преобразователь частоты, основанный на силовой электронике. Через преобразователь частоты проходит около 30 % от вырабатываемой номинальной мощности, называемой мощностью скольжения (равной произведению электромагнитной мощности на скольжение генератора). Назначение преобразователя частоты – это компенсация реактивной мощности и плавное подключение к сети.

Тип 4 (переменная скорость с полным преобразованием) использует следующие генераторы: асинхронный генератор с намотанным ротором, синхронный генератор с обмотанным ротором и синхронный генератор с постоянными магнитами. Также его особенностями являются: 1) возможность не устанавливать коробку передач при использовании многополюсного синхронного генератора с прямым приводом, поскольку в отличие от ветряных турбин с редукторным приводом, генераторы с прямым приводом вращаются медленно, и для обеспечения определенной мощности необходимо создавать более высокий крутящий момент, а это ведет к увеличению размера и установки большого количества полюсов. В результате упрощается трансмиссия и убирается коробка передач [5]; 2) подключение к сети через преобразователь частоты (если в типе 3 преобразователь частоты подключался к роторной обмотке, то в типе 4 он подключается к статору), что приводит к компенсации реактивной мощности и более плавному запуску.

Разбор полетов.

Тип 2 способен работать при переменной скорости, но не способен изменять свой диапазон так, как это делают типы 3 и 4, однако благодаря своей структуре с использованием оптически управляемого преобразователя, не приходится увеличивать затраты на контактные кольца, которые часто приходится менять и обслуживать.

Тип 3 способен регулировать синхронную скорость вращения в диапазоне от -30% до +40%, но при этом в отличие от типа 2 в нем используются контактные кольца и дополнительная защита при возмущениях в сети, что удорожает установку и использование ветроэнергетического объекта [1].

Тип 4 способен изменять скорость вращения во всем диапазоне, не ограничивая себя как тип 3. И в качестве генератора возможно использование 3 разных вариантов, а если подобрать синхронный многополюсный с прямым приводом можно отказаться и от коробки передач.

Возникает большой вопрос: почему покупатели выбирают тип 3, а не тип 4? Но как мы знаем электроэнергетика экономичнее друг самый близкий. Все дело в стоимости: при протекании всей выработанной мощности через преобразователь происходят большие потери, а также появляется необходимость покупать достаточную по своим номинальным параметрам силовую электронику. Тогда, как в типе 3 можно сэкономить на силовой электронике, с учетом возможности уменьшения размеров преобразователя.

Заключение.

Именно с развитием силовой электроники стало возможным создание типов 3 и 4, имеющих большие возможности в сравнении с типом 2. И на данной ноте мир не останавливается, продолжая модернизировать и создавать новые тиристоры и транзисторы, являющиеся основой преобразователей частоты.

Литература

1. Вирт Д.А. Парижское соглашение: новый компонент климатического режима ООН. // Вестник международных организаций. – 2017. – Т. 12, № 4. – С. 185-214.
2. European Wind Energy Association. Large scale integration of wind energy in the European power supply: analysis, issues and recommendations. – Brussel, 2015. – 234 p.
3. Large scale integration of wind energy in the european power supply: analysis, issues and recommendations // ewea the european wind energy association: сайт. – URL: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2015-02/2005_ewea_large_scale_integration_0.pdf (дата обращения: 23.03.2023)
4. Dustin F. H. Short-circuit currents in wind-turbine generator networks: specialization School of Electrical and Computer Engineering: dissertation for the competition Doctor of Philosophy / Dustin F. Howard. – Georgia, 2013. – 248 p.
5. Rashmi R. Permanent Magnet Synchronous Generator Configuration in Wind Turbines – Technological status review, survey and market trends. / R. Rashmi, V. Ramanujan, M. Purushotham // International Journal of Scientific & Engineering Research: electronic journal. – URL: <https://www.ijser.org/paper/Permanent-Magnet-Synchronous-Generator-Configuration-in-Wind-Turbines.html>. – Date of publication: 23.02.2015. – ISSN 2229-5518

ВОЗМОЖНОСТЬ СОЗДАНИЯ МОДЕЛИРУЮЩЕГО КОМПЛЕКСА НА ОСНОВЕ АЛГОРИТМА ДОММЕЛЯ

Зинькевич Ю.А.

Научный руководитель доцент А.А. Ачитаев

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, г. Саяногорск, Россия

Эффективность оперативно-диспетчерского управления зависит не только от полноты информации о состоянии системы в текущий момент времени, но и от результатов предварительного анализа нормальных и переходных режимов. Автоматическое управление осуществляется с помощью противоаварийной автоматики. Поэтому для обеспечения надежной и эффективной работы энергосистем необходим тщательный анализ и мониторинг за процессами, происходящими в системе. В связи с усложнением электроэнергетических систем как никогда важно иметь возможность заранее проанализировать процессы, происходящие в ней. Поскольку будущие сети будут включать в себя множество преобразовательных систем, точность и скорость их моделирования приобретают большое значение.

Для моделирования и расчета переходных процессов в цепях, содержащих нелинейные элементы, удобно использовать численные алгоритмы, такие, как алгоритм Доммеля [1], который позволяет рассчитывать переходные процессы в электрических цепях путем расчета резистивных схем для дискретных моментов времени. В отечественной литературе этот подход носит название метода синтетических схем [3].

Алгоритм Доммеля широко используется в программах расчёта электромагнитных переходных процессов. Он основан на методе трапеций для преобразования сетевых дифференциальных уравнений в алгебраические уравнения [2]. Метод трапеций представляет собой метод численного интегрирования функции одной переменной, заключающийся в замене на каждом элементарном отрезке подынтегральной функции на линейную функцию, метод является А-устойчивым (стабильность гарантируется для любого временного шага) [3]. Однако решение не гарантируется для итеративного процесса, связанного с нелинейными системами, и это косвенно влияет на устойчивость. На рисунках показано представление катушки индуктивности и конденсатора в методе Доммеля. И катушка индуктивности, и конденсатор представлены искусственным резистором, включенным параллельно с управляемым источником тока. После этого можно записать набор алгебраических уравнений с использованием метода узловых анализа для вычисления неизвестных напряжений в узлах в каждый момент времени t , как описано в [1]. Основные этапы решения согласно алгоритму Доммеля можно сформулировать следующим образом:

Построение матрицы проводимости Y энергосистемы.

Сопоставление узловых напряжений U с начальными условиями, обычно это номинальные напряжения энергосистемы.

Решение уравнений потока мощности, используя итерации:

$$\begin{aligned} U(k+1) &= Y^{-1} \cdot I(k) \\ I(k+1) &= Y \cdot U(k+1) \end{aligned}$$

Проверка соблюдения условий:

$$\begin{aligned} |U(k+1) - U(k)| &< \varepsilon \\ |I(k+1) - I(k)| &< \varepsilon \end{aligned}$$

где ε — допустимое отклонение

Итерации повторяются до тех пор, пока решение не сойдется в пределах допуска ε . Решение представляет собой установившиеся напряжения и токи энергосистемы.

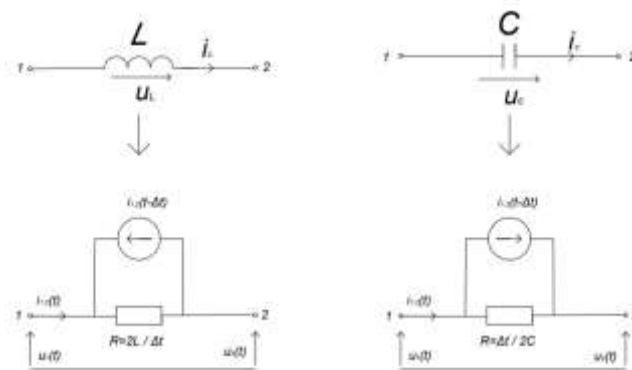


Рис. 1. Схемы замещения индуктивного и емкостного элемента согласно алгоритму Доммеля.

Благодаря использованию алгоритма Доммеля удаётся сократить время моделирования на каждом его шаге, что делает алгоритм благоприятным для использования совместно с системами мониторинга в реальном времени. Для реализации алгоритма Доммеля в комплексе с системами мониторинга в реальном времени необходимо учитывать несколько технических соображений. Одним из наиболее важных соображений является точность и стабильность алгоритма. Алгоритм Доммеля — это итерационный алгоритм, который может сходиться к стационарному решению при определенных условиях. Однако, если энергосистема сильно нелинейная или содержит большое количество генераторов или линий передачи, алгоритм может не сходиться или сходиться медленно. Поэтому для обеспечения

точности и стабильности моделирования требуется тщательная настройка параметров алгоритма и имитационных моделей. Для реализации алгоритма Доммеля в комплексе с системами мониторинга в реальном времени приведенные выше формулы программируются в программном обеспечении, и модели энергосистемы разрабатываются с использованием соответствующих математических представлений. Программное обеспечение для моделирования должно быть способно работать в режиме реального времени и взаимодействовать с системой в реальном времени. Он также должен предоставлять пользовательский интерфейс для настройки моделирования и отображения результатов.

Реализация алгоритма Доммеля в комплексе моделирования требует тщательного рассмотрения точности, стабильности и вычислительной эффективности алгоритма. При правильной реализации и настройке алгоритм Доммеля может стать мощным инструментом для тестирования и проверки проектов энергосистем, стратегий управления и систем защиты.

Литература

1. Dommel H. W. Digital computer solution of electromagnetic transients in single-and multiphase networks // IEEE transactions on power apparatus and systems. – 1969. – №. 4. – С. 388-399.
2. Lian K. L., Lehn P. W. Real-time simulation of voltage source converters based on time average method // IEEE Transactions on Power Systems. – 2005. – Т. 20. – №. 1. – С. 110-118.
3. Славутский А. Л. Применение алгоритма Доммеля для расчета переходных процессов в электрических цепях с нелинейными элементами // Региональная энергетика и электротехника. Проблемы и решения. Сборник научных трудов. Выпуск VIII. – Чебоксары: изд-во Чуваш. Унт-та. – 2012. – С. 57-65.

ОБЗОР ТОПОЛОГИИ ПОДКЛЮЧЕНИЯ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Кузнецов Д.М.

Научный руководитель ассистент А.Б. Аскарков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Солнечная фотоэлектрическая электростанция (ФЭС) – это электростанция, которая преобразует солнечную энергию в электричество с помощью фотоэлектрического эффекта (выбивание электронов из атомов и молекул вещества под действием света). Этот эффект возникает, когда фотоны солнечного света сталкиваются с материалом панели и вытесняют электрон, который генерирует постоянный ток. [2]

Используют три типа солнечных ФЭС:

Автономные схемы подключения солнечных электростанций;

Системы ФЭС, работающие параллельно с сетью;

Гибридные фотоэлектрические электростанции;

Автономные фотоэлектрические системы обычно включают в себя солнечные панели, аккумуляторные батареи (АКБ), контроллер заряда (для защиты от электрической перегрузки, перенапряжения), инвертор.

В схеме автономной ФЭС, солнечная энергия используется для индивидуальных домов, промышленных установок или небольших сообществ. Электричество, вырабатываемое солнечными панелями, передается через электронный контроллер к аккумуляторным батареям, которые накапливают энергию. Постоянный ток батареи преобразуется в переменный с помощью инвертора. Потребители используют энергию от этих батарей. [5]

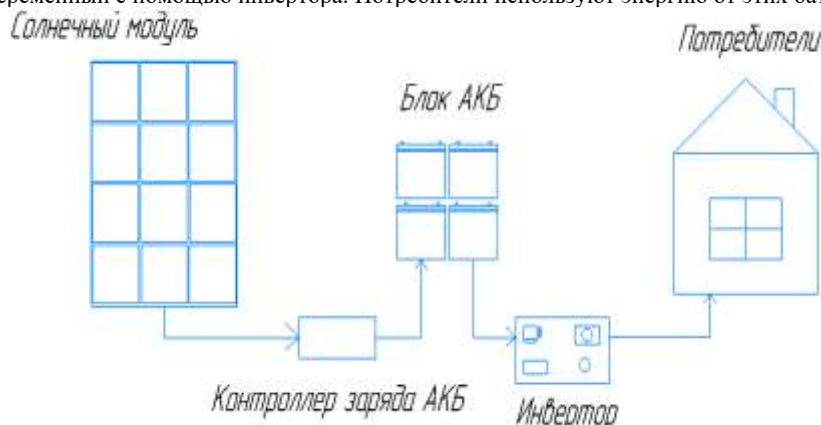


Рис. 1. Схема Автономной ФЭС

Основной недостаток автономных ФЭС – это потеря излишней энергии при малых нагрузках. В большинстве автономных ФЭС, при полной зарядке аккумуляторов, батарея попросту отключается. Избыток энергии можно использовать для нагрева воды или воздуха, что является не большим улучшением, но проблема не решена полностью. [5]

Большой недостаток автономных ФЭС, использование аккумуляторных батарей, работающих в циклическом режиме. Количество рабочих циклов кислотной свинцовой АКБ - 300, это требует их частой замены. Более долговечные аккумуляторные батареи, например, никель-кадмиевые - 900 циклов или литий-ионные - 600 циклов, требуют значительно больших затрат на разработку такой системы. [1]

Аккумуляторы также всегда имеют эффективный срок службы. Эффективность процессов заряда-разряда, падает по мере использования аккумуляторов и в процессе их старения.

В состав **сетевой** ФЭС, кроме солнечных батарей (СБ), обычно входят:

Сетевые инверторы;

Система мониторинга;

Трансформатор;

Собственные потребители электроэнергии (промышленные или бытовые электроприборы).

Сетевые ФЭС по способу проектирования подразделяются на 2 вида:

Без аккумуляторных батарей.

С аккумуляторными батареями.

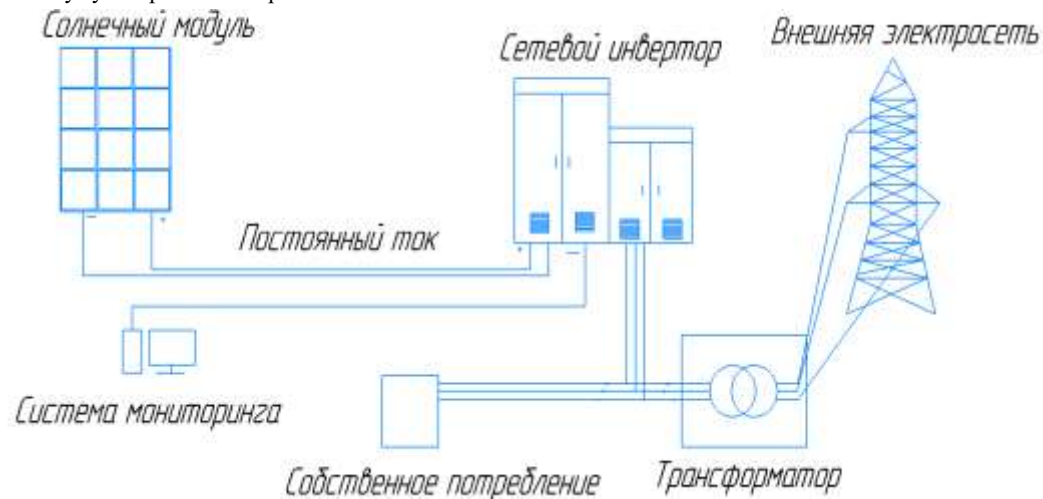


Рис. 2. Схема сетевой без АКБ ФЭС

Для эффективной работы фотоэлектрической системы, подключенной к сети с аккумулятором, необходимо использовать автономный (батарейный) инвертор. Существует три способа построения такой системы:

1. Аккумуляторы заряжаются от солнечных батарей через контроллер заряда. После полной зарядки аккумулятора энергия идет в нагрузку или сеть.

2. Солнечные батареи питают нагрузку через сетевой инвертор, излишки энергии заряжают АКБ, после полной зарядки, энергия идет в сеть.

3. СБ питают нагрузку, если потребление сети меньше генерируемой энергии, энергия заряжает батареи, излишки идут в сеть.

Гибридные ФЭС являются комбинацией двух первых вариантов. Также в таких системах могут использоваться дизельные генераторы, как дополнительные резервные источники питания. Применение гибридных ФЭС оправдано для объектов, для которых необходимо бесперебойное электроснабжение. В гибридных ФЭС применяются источники бесперебойного питания (ИБП), либо гибридные инверторы (ГИ). В случае использования ИБП, при пропадании мощности общей сети ФЭС переходит на электропитание от АКБ, а возвращается обратно к электропитанию от сети, как только мощность в ней восстанавливается. Аккумуляторная батарея может заряжаться как от общей электросети, так и от солнечных батарей. В случае использования гибридного инвертора источником электроэнергии является аккумуляторная батарея, при этом, если мощность аккумуляторной батареи недостаточна для потребителей, то недостающая мощность добавляется со стороны сети. [1]

В докладе я рассмотрел топологию подключения солнечных электростанций в электрические сети. Изучил схемы подключения автономной фотоэлектрической системы, сетевой ФЭС и ее разновидности, а также гибридной схемы подключения. Рассмотрел все элементы, которые входят в схему и за что они отвечают.

Литература

1. Горбунова Т. Ю., Позаченюк Е. А. Оценка ландшафтного потенциала юго-восточного Крыма для использования систем возобновляемой энергетики-солнечной и ветровой. – 2020.
2. Кирпичникова И. М., Соломин Е. В. Возобновляемые источники энергии: учебное пособие к практическим занятиям // Челябинск: Изд-во ЮУрГУ. – 2009.–50 с. – 2009.
3. Контроллеры WATTrouter. URL: <http://wattrouter.ru/wattrouter/what.html> (дата обращения: 03.12.2015).
4. Многослойные солнечные панели Semprius. URL: <http://www.russianelectronics.ru/leader-r/news/51820/doc/69407/> (дата обращения: 09.12.2015).
5. Солнечная энергетика России: перспективы и проблемы развития. URL: <http://gisee.ru/articles/solar-energy/24510/> (дата обращения: 01.12.2015).
6. Тест солнечных контроллеров премиум-класса. URL: <http://www.invertor.ru/mppt.php> (дата обращения: 10.11.2015).

АСУ ТП МОБИЛЬНОЙ УСТАНОВКИ УТИЛИЗАЦИИ ТВЕРДЫХ И ЖИДКИХ ГОРЮЧИХ
ОТХОДОВ

Кузнеченкова Д.А., Моор Е.Н.

Научный руководитель доцент Д.О. Глушков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Более 80 % генерируемой тепловой и электрической энергии производится за счет сжигания ископаемых топлив [1]. В силу того, что запасы ископаемого топлива ограничены, тенденция использования возобновляемых источников приобретает все большую актуальность. На сегодняшний день существуют технологии генерации тепловой и электрической энергии с использованием отходов различного происхождения в качестве топливных компонентов [2–5]. Эти технологии являются важным путем к устойчивому развитию топливно-энергетического сектора в сочетании с экологичностью выработки энергии, т.к. относительно высокие темпы накопления горючих отходов неизбежно ведут к ухудшению экологической обстановки, обусловленному увеличением площадей, отводимых под складирование отходов, их пылением, выделением вредных соединений в атмосферу, почву и водоемы. Одним из вариантов промышленной утилизации различных групп отходов является создание на их основе композиционных жидких топлив [6,7]. При этом использование отходов биомассы [8], отработанных масел [9] и коммунальных отходов [10] в качестве дополнительных компонентов позволяет улучшать экологические и энергетические характеристики процесса сжигания топлива.

Для практической реализации решения выше обозначенной проблемы была спроектирована и сконструирована мобильная установка для утилизации твердых и жидких горючих отходов, модель которой представлена на рисунке 1. Данная установка позволяет не только генерировать тепловую энергию, но и осуществлять процесс топливоприготовления. В качестве энергоресурса используется композиционное жидкое топливо различного состава. Основой для приготовления топливных смесей могут являться отходы угольной промышленности (угольный шлам, фильтр-кек и другие). На первом этапе работы данной установки осуществляется взвешивание основного топливного компонента на платформенных весах марки ВСП4-300.2А9, после чего сырье твердое подвергается дроблению щековой дробилкой ДЩ-1. Далее измельченные твердые частицы по шнеку подаются в шаровую мельницу мокрого помола МШБ-500, на выходе которой получают суспензии с размером частиц не более 150 мкм. Полученная суспензия подается в смешивающую емкость при помощи насоса, куда также добавляются жидкие горючие отходы. Для достижения эффекта дисперсии несмешивающихся веществ (вода, масло, твердые частицы) и стабилизации полученной суспензии кроме перемешивания лопастной мешалкой выполняется циркуляция топлива через диспергатор РПА 15/20К55А-7/5/2Е-ФЛ. Стадия топливоприготовления на данном этапе заканчивается, полученное топливо подается при помощи дозирочного насоса НД 1,0 Р 63/25 на форсунку для распыления и факельного сжигания в топке модернизированного котла ZOTA PELLET - 63 S.

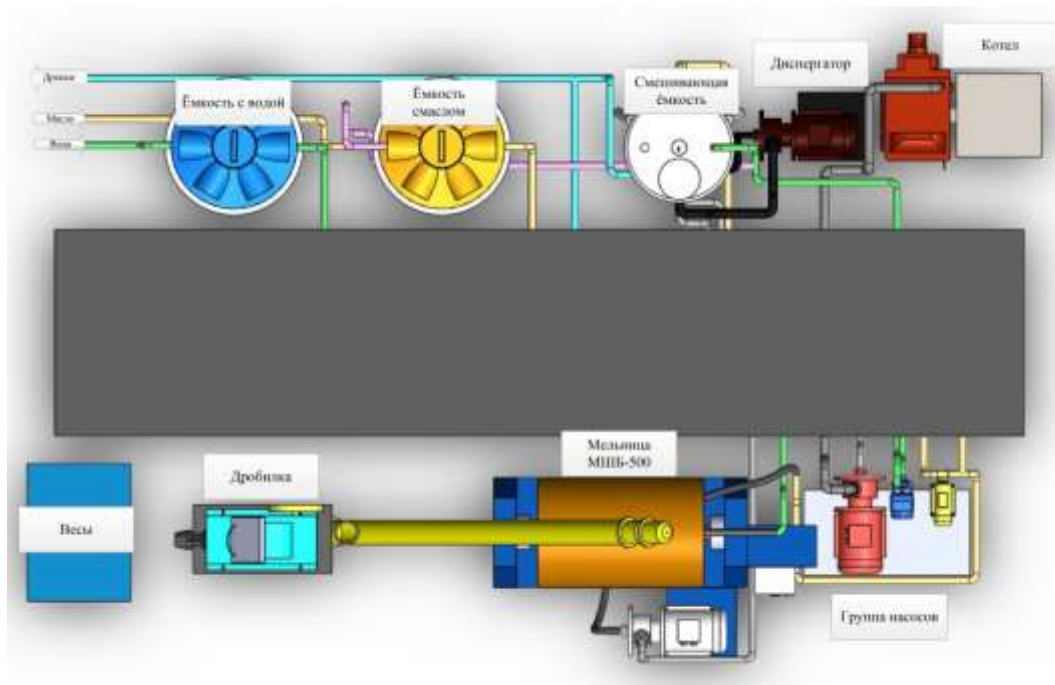


Рис. 1. Модель мобильной установки приготовления и сжигания композиционных жидких топлив, вид сверху

Принцип управления разработанной мобильной установкой предполагает трехуровневую структуру АСУ ТП. На нижнем уровне автоматизации находятся измерительные приборы, исполнительные механизмы и местные органы управления. Средний уровень автоматизации представлен щитом управления, оснащенный программируемым логическим контроллером с входящими в него модулями центрального процессора, цифрового

интерфейса, аналогового ввода/вывода и дискретного ввода/вывода, с помощью которого выполняется обработка полученных с нижнего уровня данных и выработка управляющих воздействий. Верхний уровень автоматизации представляет собой автоматизированное рабочее место оператора со SCADA-системой для сбора, обработки и хранения информации, полученной со среднего уровня; визуализации оперативной и архивной информации. Мнемосхема SCADA-системы технологического процесса мобильной установки по приготовлению и сжиганию композиционных жидких топлив представлена на рисунке 2. Передача данных осуществляется с помощью протокола TCP/IP Modbus. Разработанная для данной установки SCADA-система позволяет оператору контролировать технологический процесс в режиме реального времени, отслеживать все параметры и реагировать в случае аварийных ситуаций. Реализация передачи информации от программируемого логического контроллера на удаленный АРМ оператора осуществляется с помощью сетевого шлюза, который функционирует с помощью GSM связи и облачного сервиса OwenCloud.

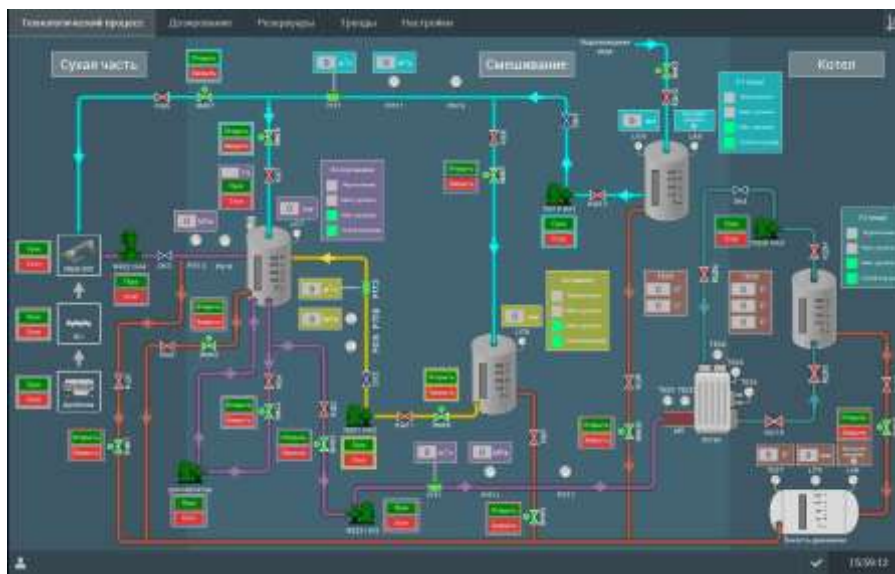


Рис. 2. Мнемосхема SCADA-системы технологического процесса мобильной установки по приготовлению и сжиганию композиционных жидких топлив

В настоящее время на основании ранее проведенных экспериментальных исследований были установлены характеристики зажигания и горения большой группы композиционных жидких топлив, отличающихся между собой как компонентным составом, так и концентрацией отдельных компонентов. Поэтому для повышения эффективности функционирования АСУ ТП в дальнейшем предполагается разработка программного модуля интегрируемого в разработанную SCADA-систему на основе методов искусственного интеллекта.

Исследование выполнено при поддержке программы развития Национального исследовательского Томского политехнического университета «Приоритет-2030» (проект № Приоритет-2030-НИИП/ЭБ-038-375-2023).

Литература

1. International energy agency. key world energy statistics //Key World Energy Statistics. – 2015.
2. Wang Z. et al. Sustainability assessment of straw direct combustion power generation in China: From the environmental and economic perspectives of straw substitute to coal //Journal of Cleaner Production. – 2020. – Т. 273. – С. 122890.
3. Foo W.H.; Chia, W.Y.; Tang D.Y.Y.; Koay S.S.N.; Lim S.S.; Chew K.W. The Conundrum of Waste Cooking Oil: Transforming Hazard into Energy. - J. Hazard. Mater., 2021. - 126129 p.
4. Wan G.; Yu, J.; Wang X.; Sun L. Study on the Pyrolysis Behavior of Coal-Water Slurry and Coal-Oil-Water Slurry. - J. Energy Inst., 2022. - 10–21 p.
5. Xue Z.; Zhong Z.; Lai X. Investigation on Gaseous Pollutants Emissions during Co-Combustion of Coal and Wheat Straw in a Fluidized Bed Combustor. - Chemosphere, 2020. - 124853 p.
6. Cheng J.; Zhou J.; Li Y.; Liu J.; Cen K. Effects of Pore Fractal Structures of Ultrafine Coal Water Slurries on Rheological Behaviors and Combustion Dynamics. - Fuel, 2008. - 2620–2627 p.
7. Wang R.; Ma Q.; Ye X.; Li C.; Zhao Z. Preparing Coal Slurry from Coking Wastewater to Achieve Resource Utilization: Slurrying Mechanism of Coking Wastewater–Coal Slurry. - Sci. Total Environ., 2019. - 1678–1687 p.
8. Bhuiyan A.A.; Blicblau A.S.; Islam A.K.M.S.; Naser J. A Review on Thermo-Chemical Characteristics of Coal/Biomass Co-Firing in Industrial Furnace. - J. Energy Inst., 2018.
9. Gaber C.; Wachter P.; Demuth M.; Hochenauer C. Experimental Investigation and Demonstration of Pilot-Scale Combustion of Oil-Water Emulsions and Coal-Water Slurry with Pronounced Water Contents at Elevated Temperatures with the Use of Pure Oxygen. - Fuel, 2020. - 118692 p.
10. Glushkov D.O.; Paushkina K.K.; Shabardin D.P. Co-Combustion of Coal Processing Waste, Oil Refining Waste and Municipal Solid Waste: Mechanism, Characteristics, Emissions. - Chemosphere, 2020. - 124892 p.

**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НА МИРОВОМ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ**

Кулькова О.Д.¹, Малькова Я.Ю.²

Научный руководитель доцент О.А. Горбунова¹

¹*Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации, г. Москва, Россия*

²*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

На мировом энергетическом рынке наблюдаются значительные перемены, связанные с водородной энергетикой, которые говорят о том, что отрасль начинает получать импульс в этом направлении. В частности, многие правительства активно работают над включением водорода в свои энергетические стратегии, а промышленность увеличивает инвестиции в эту область. Международное сотрудничество также играет важную роль. Действует множество факторов, включая усилия по борьбе с изменением климата и стремление достичь нулевых выбросов, обуславливающих динамику рынка. Будущее водорода выглядит светлым, но ключевой вопрос заключается в том, достаточно ли быстр прогресс и движется ли он в направлении, необходимом для того, чтобы водород сыграл свою роль в решении проблемы изменения климата. На данный момент не существует технологических лидеров в области водородной энергетике, так как все страны находятся на ранней стадии изучения этой отрасли. Это связано с тем, что массовое применение водорода все еще ограничено. Водородная энергетика в основном интересна ученым и передовым крупным компаниям, которые следят за трендами и исследуют перспективы в этой отрасли.

Однако, водород уже является значительным бизнесом, и по оценкам МЭА, в 2020 году спрос на водород составил 90 млн тонн. Большая часть этого объема используется в промышленности в качестве основного сырья или для нефтепереработки в ряде процессов, в т. ч. для снижения содержания серы и дизельного топлива. Использование водорода в качестве топлива находится на ранней стадии развития и ограничено только автомобильным транспортом, который составляет около 0,02 % общего спроса.

В сценарии The Net Zero Emissions by 2050 водород должен будет сыграть важную роль в переходе к системе с нулевым чистым энергопотреблением. Спрос на водород должен вырасти в шесть раз к 2050 г., и его использование должно распространиться на новые сектора, включая перевозки на дальние расстояния, особенно большегрузные машины, чтобы дополнить использование электричества, авиацию и судоходство и в областях, основанных на водороде, таких как аммиак и синтетические углеводороды, новые применения в тяжелой промышленности, такие как производство безуглеродистой стали или ее использование для производства электроэнергии с целью обеспечения баланса для хранения электроэнергии, а также как способ увеличения доли возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ), которые могут быть интегрированы в энергосистемы. С учетом этого, для достижения нулевого уровня выбросов к 2050 г., водородные месторождения должны удовлетворить более 10 % конечного потребления энергии, растущего менее чем на 0,1% сегодня. Следует четко понимать то, что, водород — лишь составной элемент декарбонизации наряду с другими ключевыми столпами, такими как ВИЭ, электрификация, энергоэффективность, улавливание углерода, использование, хранение и биомасса и т.д. Доля электричества в данном сценарии соответствует 50 % к 2050 г. от общего конечного потребления энергии, т. е. в 5 раз больше, чем доля водорода. Водород имеет основополагающее значение для насыщенных и естественных выбросов в определенных секторах, где трудно избавиться от эмиссии углекислого газа, нет других технологических вариантов, лишь тяжело реализуемые инструменты.

Несмотря на то, что спрос на водород растет, распространение водородных технологий на новые секторы происходит очень медленно. В соответствии с текущими водородными тенденциями, спрос может вырасти до 105 мегатонн к 2030 г., но большая часть этого роста придется на традиционные виды использования. Рост спроса на водород в секторе переработки будет происходить по той причине, что сектор восстанавливает активность, сниженную из-за пандемии. В химической промышленности ключевым драйвером спроса является увеличение спроса на аммиак, поскольку он будет необходим для производства большего количества азотных удобрений, чтобы соответствовать росту населения. В сталелитейном секторе ожидается, что спрос на водород также будет расти из-за растущей потребности в стали, особенно для развитие новой инфраструктуры в странах с развивающейся экономикой.

Также наблюдаются некоторые начальные разработки в области новых направлений использования. Рынок автомобильного транспорта и электромобилей быстро растет, за последние три года он вырос в шесть раз, и существует несколько демонстрационных проектов по использованию водородного топлива в грузовых автомобилях, в судоходстве, в железнодорожном и авиационном транспорте. В химическом секторе ожидается запуск проекта в Испании по использованию переменных ВИЭ для производства водорода, а затем и для производства аммиака. Также есть несколько других крупномасштабных проектов, которые, как ожидается, будут введены в эксплуатацию в ближайшие два-три года. В сталелитейном секторе в 2021 г. в Швеции был начат пилотный проект «низкоуглеродного разлива», а также в Японии начался демонстрационный проект по сравнению двадцатипроцентной доли аммиака в масштабе одного гигаватта мощности, который, как ожидается, будет завершен к 2025 г.

Принимая во внимание обещания, сделанные правительствами относительно спроса на водород, в сценарии The Announced Pledges к 2030 г. спрос может увеличиться до 120 мегатонн водорода, и более 10 % должно приходиться на новые виды использования. Для претворения этих планов в жизнь потребуются поэтапное изменение в структуры спроса, большие амбиции и конкретные политические действия. Правительства начинают объявлять о широком спектре политических инструментов, таких как аукционы по установлению квот на выбросы углерода, но практически ни один из них не был введен в действие. Быстрое и широкомасштабное принятие таких мер поможет распространить использование водорода.

Сегодня водород все еще не является вектором чистой энергии, которым он должен быть, чтобы внести вклад в климатическую повестку. В 2020 г. производство водорода происходило за счет традиционных источников энергии.

Это привело к почти 900 млн т. выбросов CO₂, что эквивалентно совокупным выбросам в Соединенном Королевстве и Индонезии. Производство «чистого» водорода было в пределах менее чем одной мегатонны, которое осуществлялось предприятиями, использующими ископаемое топливо и технологии для хранения и улавливания углерода. Небольшой вклад внесли объекты, использующие процесс электролиза воды.

Количество объявленных проектов по водородной генерации растет с впечатляющей скоростью. Анализ МЭА существующих проектов показывает, что к 2030 г. возможно производить более 17 млн т. низкоуглеродистого водорода, многие из этих проектов уже находятся на продвинутых стадиях планирования, но около четверти все еще находится на ранних стадиях разработки. Прогнозируется равномерное распределение между проектами, направленными на производство водорода из электролиза воды, и проектами, направленными на производство водорода из ископаемого топлива с технологией улавливания и хранения углерода.

Масштабность проектов является важным фактором снижения стоимости производства низкоуглеродного водорода, которая является самым большим препятствием для конкуренции с сокращением производства водорода на основе ископаемого топлива. Стоимость водорода, полученного из природного газа, колеблется в зависимости от региональных цен на газ - от 0,5 до 1,7 долл. за кг. Сочетание ископаемых установок с установками для улавливания и хранения углерода увеличивает стоимость водорода до одного-двух долл. за кг, а при использовании электроэнергии, полученной из ВИЭ генерации, стоимость водорода составляет 3–8 долл. Увеличение масштабов производства водорода, постоянные технологические инновации и снижение затрат на электроэнергию из ВИЭ предполагают, что стоимость улавливания загрязняющих веществ из ВИЭ должна снизиться. В рамках такой амбициозной политики цена на зеленый водород может упасть до 1,3 долл. за кг в тех регионах, которые имеют развитую ВИЭ инфраструктуру, в остальных регионах цена будет до 3,5 долл. за кг. Это поможет зеленому водороду стать конкурентоспособным по сравнению с остальными видами.

Снижение стоимости может, с одной стороны, дать толчок развитию глобального рынка водорода, что может помочь странам с ограниченным потенциалом установить значительные мощности по производству водорода с низкими выбросами углерода для удовлетворения растущих национальных потребностей или импортировать его из других регионов. С другой стороны, это возможность экспорта в регионы с развитой возобновляемой энергетикой или с большим потенциалом хранения CO₂. Правительства уже рассматривают Японию для реализации данной идеи. В 2020 г. произошли три знаменательных события для отрасли. Во-первых, состоялась первая отгрузка жидкого органического водорода между Брунеем и Японией. Во-вторых, 40 тонн аммиака, произведенного с использованием ископаемого топлива и технологий улавливания и хранения углерода, были отправлены из Саудовской Аравии в Японию. В-третьих, в 2022 г. была осуществлена транспортировка первой партии сжиженного водорода произошла между Австралией и Японией. Было объявлено о более чем 70 проектах, направленных на экспорт водорода, 17 из них находятся в стадии разработки. Эти проекты в значительной степени сосредоточены в азиатско-тихоокеанском регионе, но есть некоторые начальные разработки в Латинской Америке, Северной Африке и Европе.

Производство стали является возможностью водорода для реализации своего потенциала, большая часть мирового производства стали довольно углеродоемка, т.к. по-прежнему производится в доменной или кислородной печи, и полученная сталь имеет углеродоемкость в среднем около 2,8 т. CO₂ на тонну стали. Углеродоемкость сталелитейного сектора можно уменьшить, используя процесс прямого восстановления железа и стойкость электрической дуги, до 1 тонны CO₂ на тонну стали. Существует растущий глобальный спрос на низкоуглеродистую сталь, например, Volkswagen и Toyota стремятся полностью исключить выбросы углерода в своих цепочках создания стоимости, включая своих поставщиков, и принимая во внимание перспективу полного жизненного цикла. Существует два способа использования чистого водорода в производстве стали: первый — использовать водород в качестве альтернативы углю и коксу для улучшения производительности обычных доменных печей. Однако, в то время как использование чистого водорода в доменных печах может снизить выбросы углерода до 20 %, зачастую это не обеспечивает углеродную нейтральность произведенной стали, потому что обычный коксующийся уголь все еще необходимый реагент в доменной печи. Второй способ: использовать водород в качестве альтернативы природному газу для производства железа прямого восстановления, которое может быть далее переработано в сталь с использованием электродуговой печи. Поэтому, основанная на использовании зеленого водорода, а также возобновляемой электроэнергии, установка позволяет производить почти углеродно-нейтральную сталь всем европейским производителям стали.

В настоящее время строят и уже тестируют процессы производства стали на основе водорода, наиболее известным является Hybris, который уже получил технико-экономическое обоснование. Шведский сталелитейный сектор взял вектор на декарбонизацию и отказ от использования ископаемого топлива к 2040 г. Использование водорода в качестве химического восстановителя будет конкурентоспособным в регионе с ценой на углерод от 45 \$ до 70 \$ за тонну, при условии, что электричество будет стоить около пяти центов за кВт·ч.

Еще одним примером использования водорода в промышленности может быть производство цемента, который выделяет углекислый газ через два часа. Основные виды деятельности, такие как использование энергии и реакции обжига, а также выбросы, связанные с энергетикой, составляют около 30 % от прямых выбросов CO₂ при производстве цемента, и, следовательно, водород может быть ценным источником энергии для снижения уровня выбросов.

Литература

1. International Energy Agency, Global Hydrogen Review 2021 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>.

ОЦЕНКА ЭКВИВАЛЕНТНОСТИ ЛИНЕАРИЗОВАННОЙ И ДЕТАЛЬНОЙ МОДЕЛЕЙ ВИРТУАЛЬНОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

Малюта Б.Д.

Научный руководитель доцент А.А. Суворов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. На данный момент одним из ведущих направлений развития электроэнергетики является интеграция в современные энергосистемы (ЭС) возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Процент от общей генерации, приходящийся на мощности, источниками первичной энергии которых являются ВИЭ, растёт в крупнейших мировых ЭС – об этом свидетельствуют данные, собранные Международным Агентством по Возобновляемой Энергии (IRENA) за период с 2012 по 2021 гг [1]. Данная тенденция, однако, приводит к возникновению существенных проблем с устойчивостью ЭС, обусловленных тем, что ВИЭ-генерация не вносит вклада в общую инерцию энергосистемы, т.к. такие мощности не обладают либо непосредственной электрической связью с ЭС, либо запасами кинетической энергии, необходимыми для обеспечения инерции [2].

Последнее, впрочем, малозначимо для современных ЭС, т.к. на данный момент ВИЭ интегрируются в ЭС через силовые преобразователи (СП) – инверторы – управляемые через специальные алгоритмы. Однако, наиболее распространённым на данный момент является управление СП по принципу ведомости сетью – СП через контур фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) определяет частоту напряжения в сети и подстраивает под неё выходную мощность. При этом отсутствует возможность управления частотой и амплитудой выходного напряжения и, как следствие возможность вклада в общую инерцию. В качестве одного из решений проблем данного метода управления была предложена концепция Виртуального Синхронного Генератора (ВСГ), основанная на принципе имитации СП поведения реальной синхронной машины (СМ), а точнее основных её особенностей: инерционности, статизма по напряжению и частоте.

Для формирования выходных сигналов система управления СП должна в реальном времени решать систему уравнений, описывающую поведение реальной СМ. Таким образом, скорость и точность решения имеют решающее значение. Однако, при решении полной системы дифференциальных уравнений СМ обеспечить их довольно трудно, ввиду наличия нелинейностей и общей громоздкости данной системы. Решением проблемы может послужить линеаризация полной модели ВСГ в окрестностях выбранной рабочей точки. Данная работа посвящена оценке эквивалентности полной и линеаризованной моделей ВСГ на основании сравнения их отклика на одни и те же возмущения.

Описание исследуемой модели.

В рамках данной работы рассматривается модель ВСГ, управляемого по напряжению (ВСГ-Н), Схема, описывающая устройство данной модели, приведена на рисунке 1 [3].

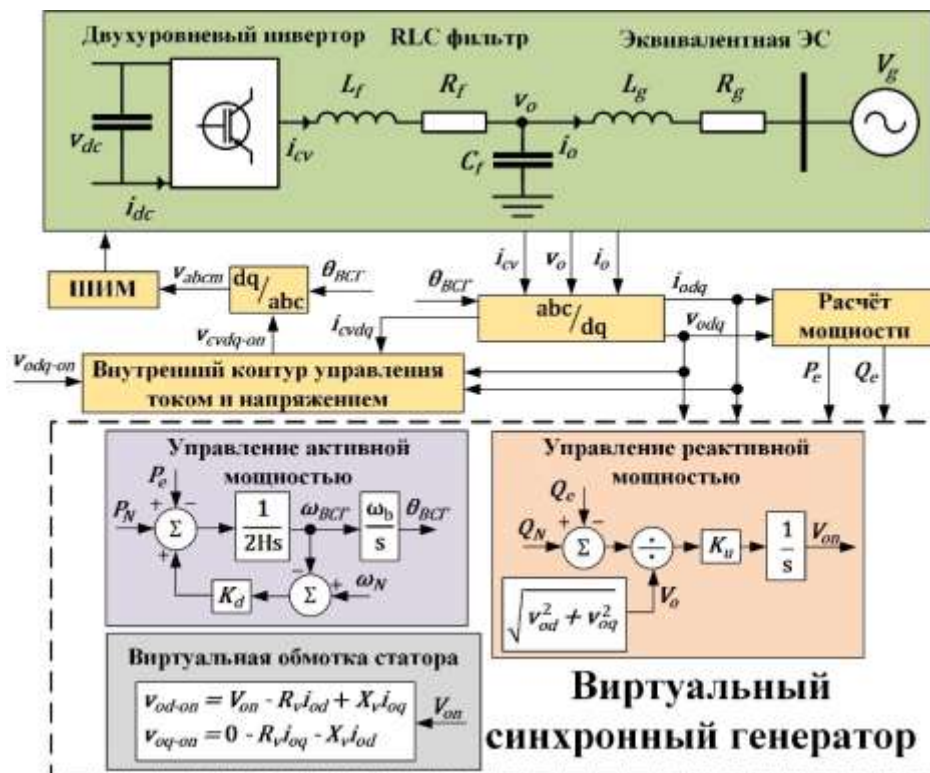


Рис. 1. Схема, описывающая устройство исследуемой модели ВСГ-Н

В данной модели все ВИЭ-генераторы эквивалентированы до одного выпрямленного напряжения, подаваемого на вход эквивалентного инвертора через конденсатор, имитирующий инерционность ротора генератора при его пуске/остановке. Данный инвертор через фильтр соединён с энергосистемой, эквивалентированной по теореме Тевенена. Входными сигналами СП являются выходной ток инвертора, выходные ток и напряжение фильтра.

В системе управления СП происходят следующие процессы. Входные сигналы поступают в блок преобразования Парка-Горева, где из трёхфазной системы координат преобразуются в двухфазную синхронную, после чего выходные ток и напряжение поступают на вход одновременно трёх блоков: блока расчёта мощности (рассчитывает мгновенные значения активной и реактивной мощностей, поступающих на вход блока ВСГ), блока управления током и напряжением (рассчитывает величину необходимого напряжения на выходе преобразователя в dq-координатах на основании входных величин системы управления СП и выходных напряжений ВСГ) и блока ВСГ (осуществляет расчёт фазового угла $\theta_{\text{ВСГ}}$ на основании уравнения движения и статизма по частоте, расчёт величины начального напряжения обмотки статора генератора по оси d V_{od-on} на основании статизма по напряжению, расчёт мгновенных напряжений обмотки статора V_{od-on} и V_{oq-on} на основании уравнений, рассчитывающих процессы в обмотке статора реального генератора). Выходной сигнал блока управления током и напряжением подаётся на вход блока обратного преобразования Парка-Горева из dq-координат в abc-координаты, после чего выходное трёхфазное напряжение подаётся в качестве управляющего воздействия в блок широтно-импульсной модуляции, осуществляющего управление выходным напряжением инвертора.

Сравнение откликов линеаризованной и полной моделей.

Моделирование откликов осуществлялось в программных комплексах Matlab\Simulink (линеаризованная модель) и PSCADTM/EMTDCTM (полная модель). В качестве тестовых возмущений было осуществлено изменение уставок по активной и реактивной мощностям от 0 до 0.2 о.е. В качестве выходных переменных были выбраны выходная активная мощность СП в о.е. и изменение его частоты в о.е. Результаты приведены на рисунке 2.

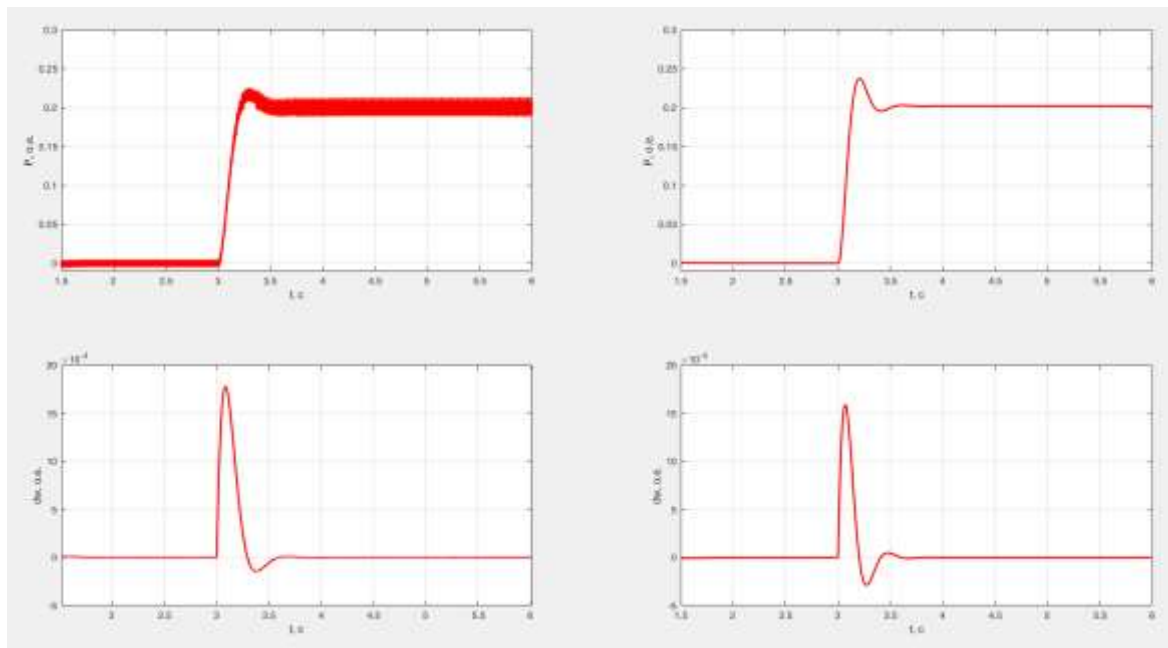


Рис. 2. Результаты моделирования откликов линеаризованной и полной моделей ВСГ-Н

Полученные в процессе моделирования результаты обладают крайне высокой степенью схожести, что позволяет сделать вывод о достаточной их эквивалентности.

Литература

1. IRENA (2022), Renewable Energy Statistics 2022, The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
2. Tielens P. The relevance of inertia in power systems [Text] / P. Tielens, D.Van Hertem // Renewable and Sustainable Energy Reviews 55. – 2016. – P. 999 – 1009. DOI: 10.1016/j.rser.2015.11.016
3. Suvorov A. Comparative small-signal stability analysis of voltage-controlled and enhanced current controlled virtual synchronous generators under weak and stiff grid conditions [Text] / A. Suvorov, A. Askarov, Y. Bay, B. Maliuta, A. Achitaev, K. Suslov // Electrical Power and Energy Systems 147. – 2023. DOI: 10.1016/j.ijepes.2022.108891

ОЦЕНКА ОЖИДАЕМОЙ СОЛНЕЧНОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Милованов Т.Е.

Научный руководитель доцент И.А. Разживин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время крупные компании, такие как Газпромнефть, Лукойл, Сибур и др. не теряют фокуса на «зеленой» энергетике и имеют потребность в технологических решениях в рамках экологической повестки. Это соответствует принятой Минэкономразвития стратегии низкоуглеродного развития России до 2050 года [2]. Снизить удельное количество выбросов CO₂ можно в том числе за счет солнечной генерации.

Для возобновляемых источников энергии актуальная проблема точного прогнозирования объемов генерации для проведения технико-экономической оценки строительства солнечной электростанции в заданной гео-точке. Более того, в настоящее время на отечественном рынке отсутствуют расчетные программные комплексы для подобных вычислений.

В рамках формирования проекта по строительству генерирующего объекта любого масштаба необходимо иметь представление об объеме ожидаемой генерации для эффективного подбора состава оборудования и построения экономической модели. Основная проблема при этом – непредсказуемость метеоусловий.

Предложенное решение заключается в построении прогнозной модели на основе статистических данных о метеоусловиях для региона строительства и проведении оценки ожидаемой солнечной генерации.

Начальным шагом на пути к решению проблемы будет анализ одной из существующих методик расчета солнечной генерации [1].

Основным параметром, оказывающим эффект на величину генерации солнечной панели, является инсоляция поверхности, изменяющаяся от координат места расположения панели. Меньшее влияние оказывает температура окружающего воздуха. Одновременный учет этих параметров в расчетах позволяет повысить точность оценки генерации. При этом наиболее важны исходные данные: чем больший период они охватывают, тем ближе к реальности будет результат. Таким образом, для расчета генерации за год потребуются почасовые метеорологические данные за максимально возможный период. На их основе произойдет построение прогнозной модели. Для расчета метеорологических показателей в работе применялась спутниковая база данных [3].

Также для расчета необходимо знание характеристик солнечной панели. В качестве панели для расчетов использовалась модель 665BMDG китайской компании Risen Solar, характеристики которой взяты с официального сайта производителя [4]. Учитывались следующие показатели: площадь, коэффициент полезного действия, коэффициент двусторонности панели, температурные коэффициенты и коэффициент Альбедро [5].

Алгоритм расчета в программном комплексе MS Excel:

1. Получение и обработка датасета метеорологической базы данных для региона расположения электростанции.
2. Создание модели ожидаемой почасовой инсоляции и температуры для одного типового дня каждого месяца года за счет получения медианного значения параметра в отдельный час дня.
3. Расчет генерации солнечной панели на основе исходных данных и данных, полученных в предыдущем пункте.

Мощность, вырабатываемая блоком из солнечных панелей и инвертора:

$$P_{\text{выр}} = n \times G \times S \times \frac{\eta_{\text{сп}}}{100} \times (1 + k_{\text{дв}} \times k_a + \frac{k_{\text{ртемп}}}{100} (t_{\text{сп}} - 25)) \times \frac{\eta_{\text{инв}}}{100} \times k_{\text{стат}} \times k_{\text{сопр}}$$

где n - количество солнечных панелей, шт.; G - инсоляция, Вт/м²; S - площадь панели, м²; $\eta_{\text{сп}}$ - коэффициент полезного действия, %; $k_{\text{дв}}$ - коэффициент двусторонности солнечной панели; k_a - коэффициент альбедро; $k_{\text{ртемп}}$ - температурный коэффициент солнечной панели по мощности; $t_{\text{сп}}$ - температура солнечной панели, $t_{\text{сп}} \approx t_{\text{окр}} + 0,029G$; $\eta_{\text{инв}}$ - КПД инвертора, %, $k_{\text{стат}} \approx 0,85$ - коэффициент, учитывающий снижение выработки из-за статического расположения панелей в пространстве, $k_{\text{сопр}} \approx 0,99$ - коэффициент, учитывающий снижение выработки из-за потерь в кабелях и рядах панелей при подключении к инвертору.

Пример полученных значений для Оренбурга в июне приведен в таблице.

Таблица

Ожидаемые суточные параметры для июня в Оренбурге

Время	Инсоляция, Вт/м ²	Температура, °С	Генерация солнечной панели, Вт
0:00	0	14,67	0
1:00	0	13,99	0
2:00	0	13,51	0
3:00	0	13,29	0
4:00	15,26	13,35	10,44
5:00	105,09	14,9	71,53

Продолжение таблицы

Время	Инсоляция, Вт/м ²	Температура, °С	Генерация солнечной панели, Вт
6:00	238,84	16,42	161,75
7:00	393,61	19,17	264,14
8:00	542,47	21,81	360,84
9:00	660,88	22,79	438,15
10:00	669,28	23,7	442,36
11:00	723,38	24,48	476,85
12:00	750,8	25,08	493,92
13:00	721,28	25,69	473,52
14:00	680,88	26,01	446,51
15:00	570,38	25,59	374,58
16:00	437,23	25,18	287,54
17:00	309,55	24,38	204,12
18:00	200,64	23,24	132,82
19:00	75,13	21,18	50,08
20:00	10,27	18,48	6,91
21:00	0	17,15	0
22:00	0	16,15	0
23:00	0	15,47	0

График выработки электроэнергии одной панелью в июне представлен на рисунке.

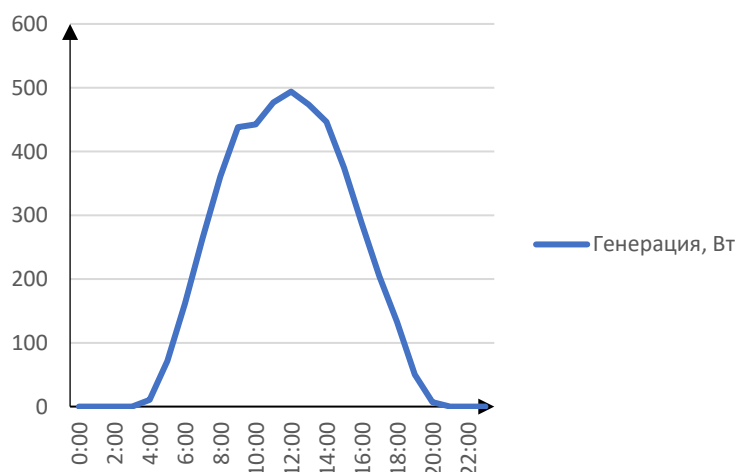


Рис. 1. Ожидаемая генерация электроэнергии солнечной панелью 665BMDG в Оренбурге в июне

Полученные данные могут быть использованы экспертами для экономической оценки целесообразности применения солнечных панелей в Оренбурге в различной комбинации. Алгоритм может быть использован для определения ожидаемой солнечной генерации в любом месте на планете, в зависимости от координат.

Литература

1. Обухов С. Г., Плотников И. А. Имитационная модель режимов работы автономной фотоэлектрической станции с учетом реальных условий эксплуатации //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – №. 6. – С. 38-51.
2. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года [Электронный ресурс]: распоряжение Правительства РФ от 29.10.2021 №3052-р. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/726639341>
3. NASA POWER: Data Access Viewer: [сайт]. – URL: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/> (дата обращения: 10.07.2022)
4. Risen Energy: [сайт]. – URL: https://risenenergy.com/uploads/20220813/HSA_RSM132-8-640-665BMDG%20IEC1500V-35mm%202022H1-4-EN.pdf (дата обращения: 08.09.2022).
5. White Paper: Calculating the Additional Energy Yield of Bifacial Solar Modules: [сайт]. – URL: <https://solaren-power.com/pdf/Calculating-Additional-Energy-Yield-Through-Bifacial-Solar-Technology.pdf> (дата обращения: 10.11.2022)

**НИЗКОЧАСТОТНЫЕ И СУБСИНХРОННЫЕ КОЛЕБАНИЯ В СОВРЕМЕННЫХ
ЭНЕРГОСИСТЕМАХ: ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И СРЕДСТВА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ**
Петрова А.Е.

Научный руководитель доцент А.А. Суворов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе эксплуатации электроэнергетических систем с объектами генерации на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) в разных странах мира были зафиксированы случаи возникновения низкочастотных и субсинхронных колебаний параметров режима. Так, в энергосистеме Техаса наблюдались колебания с частотой 4 Гц, в энергосистеме Китая – с частотой 30 Гц [3]. Кроме того, субсинхронные колебания параметров режима в Синьцзян-Уйгурском автономном районе Китая привели к возникновению крутильных колебаний на валах турбогенераторов с последующим их отключением [4]. В свете указанных событий актуальным становится изучение причин и средств предотвращения такого рода взаимодействий в энергосистемах с ВИЭ. Тренд на внедрение ВИЭ-генерации не обошел и Россию. Так, по состоянию на июль 2022 года суммарная установленная мощность объектов генерации на возобновляемых источниках энергии составила 5,47 ГВт. Из них по 2,1 ГВт приходится на ветровые и солнечные электростанции [7]. В будущем эти показатели будут увеличиваться, поэтому результаты данной работы могут быть в перспективе использованы при эксплуатации российских электростанций на ВИЭ. Стоит отметить, что причины возникновения субсинхронных и низкочастотных колебаний были рассмотрены на примере ветроэнергетических установок (ВЭУ) 4-го типа на базе синхронного генератора на постоянных магнитах, связь которых с энергосистемой осуществляется через силовой преобразователь. Фотоэлектрические установки подключаются к сети посредством такого же рода преобразователей, поэтому указанные причины будут справедливы и для них. Анализ исследований по теме низкочастотных и субсинхронных колебаний показал, что наиболее подвержены таким воздействиям оказываются сети с низким (меньше 3) отношением короткого замыкания (ОКЗ). Такие сети называют слабыми, поскольку они оказываются менее стабильными по напряжению при возникновении неисправностей, чем сильные сети. Они имеют место в энергосистемах с удаленной от традиционных электростанций ВИЭ-генерацией. Как правило, исследования режимов с возникновением колебаний проводятся в очень слабых сетях с ОКЗ меньше 2. В ходе анализа литературы по теме в качестве основных факторов, влияющих на возникновение того или иного вида колебаний, были выделены индуктивное сопротивление линии связи ВИЭ-генерации с системой и параметры контроллера сетевого преобразователя (инвертора) установки. С увеличением индуктивного сопротивления ОКЗ уменьшается – система становится более подвержена возникновению нестабильных субсинхронных взаимодействий [4]. Вторым фактором, влияющим на возникновение и характер колебаний, оказываются параметры сетевого инвертора. Это могут быть как пропорциональные и интегральные коэффициенты передаточных функций инвертора [4], так и параметры целых контуров, например, контура фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) [2]. Изменение ОКЗ возможно за счет строительства дополнительных линий связи, тогда как изменение параметров сетевого инвертора требует исследования возможных режимов и настройки, поэтому в дальнейшем будут рассмотрены мероприятия по улучшению параметров инвертора.

Структурная схема ФАПЧ изображена на рисунке 1 [5].

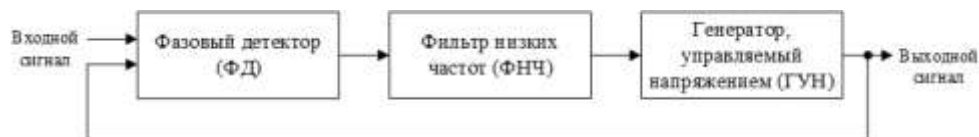


Рис. 1. Структурная схема контура фазовой автоподстройки частоты

Контур фазовой автоподстройки частоты позволяет подстраивать фазу управляемого генератора так, чтобы она была равна фазе входного сигнала. Сравнение входного и выходного сигналов происходит с помощью фазового детектора, определяющего разность фаз. Фильтрация сигнала происходит в ФНЧ, после чего он поступает на генератор, управляемый напряжением, и таким образом влияет на частоту колебаний генератора [5]. В качестве параметра ФАПЧ, влияющего на характер возникающих колебаний, была рассмотрена ширина полосы пропускания контура. При ступенчатом изменении напряжения цепи постоянного тока в точке подключения генерирующей установки к сети наблюдаются колебания напряжения. При ширине полосы пропускания 17 Гц имеют место низкочастотные колебания, при 40 Гц доминирующими являются субсинхронные колебания, при 60 Гц присутствуют оба вида колебаний, при 70 Гц – субсинхронные колебания. В первом и последнем случаях колебания оказываются незатухающими и подавляются путем уменьшения мощности генерирующих установок. Во втором и третьем случаях все виды колебаний со временем затухают. Результаты данного исследования показывают во-первых, что субсинхронные и низкочастотные колебания могут существовать независимо друг от друга, во-вторых – с увеличением ширины полосы пропускания преобладающими становятся субсинхронные колебания [2].

В результате анализа характера корней характеристического уравнения инвертора с ФАПЧ в составе были получены следующие выводы. При увеличении ширины полосы пропускания контура в пределах от 10 Гц до 100 Гц увеличивается запас колебательной устойчивости системы, поскольку пересечение мнимой оси происходит при большем коэффициенте усиления ФАПЧ. Также было выявлено влияние пропорционального коэффициента ФАПЧ: чем он больше, тем больше оказывается ширина полосы пропускания контура [1]. Резюмируя, причинами возникновения низкочастотных и субсинхронных колебаний в энергосистемах с ВИЭ являются низкое ОКЗ и параметры силовых преобразователей, которые требуют грамотной настройки. Особого внимания заслуживают

параметры ФАПЧ, поскольку от них зависит частота возникающих колебаний. Рассмотрим в качестве альтернативы традиционной схеме ФАПЧ с пропорционально-интегральным (ПИ) контроллером схему с контроллером опережения и запаздывания (the lead/lag PLL). Схемы указанных модификаций приведены на рисунке 2.

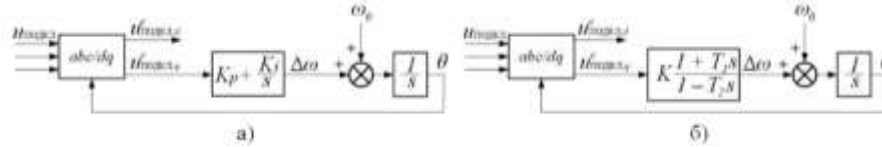


Рис. 2. Структура ФАПЧ: а) – на основе синхронной системы отсчета; б) – с индикацией опережения-запаздывания [3]

Использование ПИ-регулятора позволяет получить нулевую установившуюся ошибку при ступенчатом изменении напряжения. Однако при ступенчатом изменении производной напряжения появляется установившаяся ошибка. Увеличение пропускной способности ФАПЧ приведет к снижению величины ошибки и одновременно к искажению напряжения [6]. Звено опережения и запаздывания обладает лучшими фильтрующими характеристиками в указанных условиях, что подтверждается результатами моделирования во временной области в исследовании [3]. При скачкообразном увеличении индуктивного сопротивления линии электропередачи в случае ФАПЧ с ПИ-регулятором наблюдалось появление низкочастотных колебаний параметров режима, тогда как при использовании звена опережения и запаздывания система оказывалась стабильной. Схема дополнительного подсинхронного контура управления демпфированием приведена на рисунке 3.

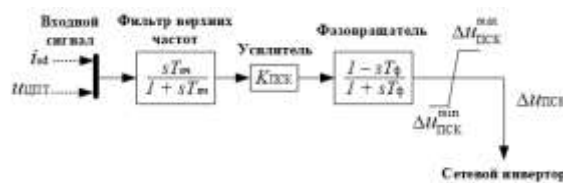


Рис. 3. Структурная схема дополнительного подсинхронного контура управления демпфированием [4]

В качестве входного сигнала для данного контура могут использоваться выходной ток инвертора или напряжение цепи постоянного тока. Фильтр верхних частот используется для выделения соответствующего субсинхронного сигнала. Усилитель и фазовращатель позволяют гибко регулировать амплитуду и фазу сигнала для достижения лучших характеристик управления. Управляющий сигнал подсинхронного контура добавляется к выходному напряжению инвертора. С помощью применения данного контура можно эффективно демпфировать возникающие субсинхронные колебания, что подтверждается результатами моделирования во временной области в работе [4].

В ходе выполнения данной работы были проанализированы факторы, оказывающие влияние на характер возникающих колебаний и степень их демпфирования в энергосистемах с ВИЭ. Среди них особо выделяются параметры контура фазовой автоподстройки частоты, от которых зависит ширина полосы пропускания контура и, как следствие, характер возникающих колебаний. В качестве средств предотвращения возникновения устойчивых колебаний были рассмотрены ФАПЧ с индикацией опережения и запаздывания и дополнительный подсинхронный контур управления демпфированием, результаты моделирования которых говорят об их положительном влиянии на демпфирование колебаний. Дальнейшие работы будут посвящены выбору оптимального инструмента для предотвращения низкочастотных и субсинхронных колебаний и его настройке.

Литература

1. Fan L. Modeling type-4 wind in weak grids //IEEE Transactions on Sustainable Energy. – 2018. – Т. 10. – №. 2. – С. 853-864.
2. Fan L., Miao Z. Wind in weak grids: 4 Hz or 30 Hz oscillations? //IEEE Transactions on Power Systems. – 2018. – Т. 33. – №. 5. – С. 5803-5804.
3. Li Y., Fan L., Miao Z. Wind in weak grids: Low-frequency oscillations, subsynchronous oscillations, and torsional interactions //IEEE Transactions on Power Systems. – 2019. – Т. 35. – №. 1. – С. 109-118.
4. 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.
5. Keim, R. What Exactly Is a Phase-Locked Loop, Anyway [Электронный ресурс] / R. Keim // All about circuits. – March 09, 2018. Режим доступа: <https://www.allaboutcircuits.com/>.
6. Zhan C. et al. Software phase-locked loop applied to dynamic voltage restorer (DVR) //2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 01CH37194). – IEEE, 2001. – Т. 3. – С. 1033-1038.
7. Рынок возобновляемой энергетики России: текущий статус и перспективы развития: информационный бюллетень // Ассоциация развития возобновляемой энергетики, июль 2022. Режим доступа: <https://reda.ru/information-bulletin-july2022>.

**ИДЕНТИФИКАЦИЯ НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЙ И СИНХРОННЫХ КАЧАНИЙ
МЕТОДАМИ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА**

Перцевой М.О., Ачитаев А.А.

Научный руководитель доцент А.А. Ачитаев

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета, г. Саяногорск, Россия

В настоящее время анализ НЧК является актуальным направлением для мониторинга режимных параметров ЕЭС России. Низкочастотные колебания – периодические изменения параметров электроэнергетического режима с частотой от 0,1 до 3 Гц, вызванных в результате качаний роторов синхронных машин и действием регуляторов скорости. Малые колебания не представляют угрозы для электроэнергетической системы (ЭЭС) вследствие малых возмущений. Но при изменении равенства генерации и потребления происходит снижение оборотов вращения генератора, падение активной мощности, из которых следует понижение напряжения в сети, что приводит к асинхронному режиму работы генераторов, потерям мощности в ЭЭС и её нестабильности и, как следствие, к экономическим потерям. Причинами НЧК являются: функционирование гидроагрегатов в ограниченной или не рекомендованной зонах, влияние режима работы возобновляемых источников энергии вследствие их зависимости от погодных условий, неправильная работа регуляторов скорости и быстро изменяющиеся нагрузки в ЭЭС. Данная проблема приводит к внеплановым отключениям потребителей, выходу из строя оборудования и экономическим потерям на оптовом и розничном рынках электричества. Математическая модель состоит из расчётов электроэнергетических режимов работы СМПП. Далее данные передаются в автоматизированную систему сбора информации (АССИ) СМПП, которые поступают в PhasorPoint для мониторинга и анализа данных, ПО визуализации, мониторинг синхронных качаний, работы автоматического регулирования возбуждения (АРВ) и систем возбуждения (СВ), качества данных СВИ и функционирования. ОИК связан с системой мониторинга синхронных качаний передачей данных ТМ, которые также поступают в систему мониторинга качества данных СВИ для достоверизации. Адаптивный интернет-протокол предназначен для передачи данных модели в систему мониторинга функционирования. Диспетчеру поступают данные из систем визуализации и мониторинга синхронных качаний. На рисунке 1 представлено описание математической модели СМПП.

Приведённые ниже исследования проводятся с использованием математической модели в программе Matlab.

На рисунке 1 представлен график, соответствующий НЧК при стандартных значениях амплитудной и фазовой модуляции (частота модуляции 3 Гц).

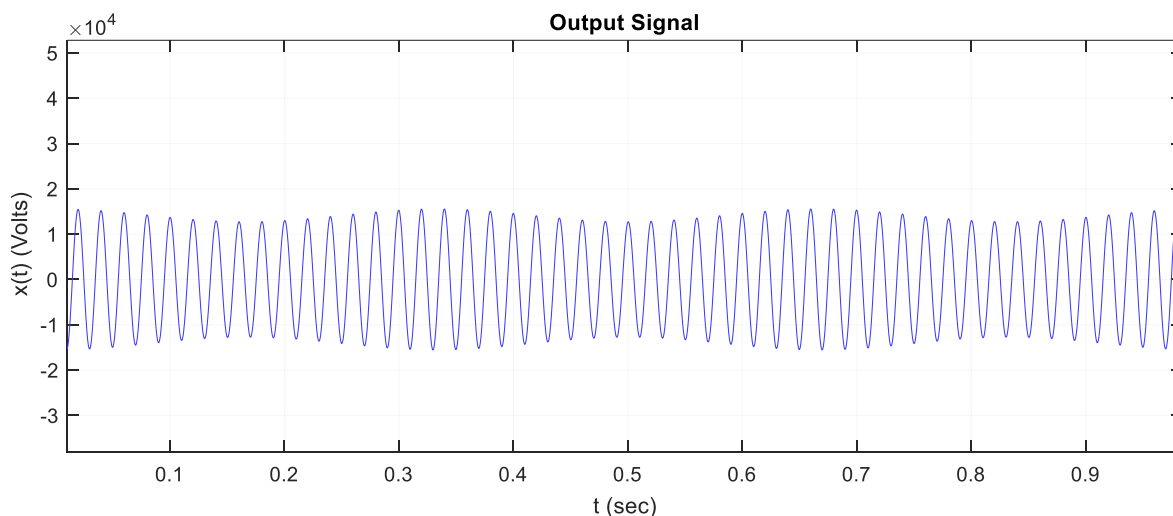


Рис. Сигнал, соответствующий НЧК

Современные ЭЭС требуют постепенной автоматизации технологического процесса для снижения ситуаций, влекущих внеплановые отключения. Нейронная сеть при достаточном обучении позволяет быстрее реагировать на изменения параметров и выбирать оптимальное решение. Для обучения нейронной сети специалистам необходимо предлагать данные, соответствующие нештатной ситуации, и предлагать необходимые пути решения. Тем самым обеспечивается обучение искусственного интеллекта (ИИ). В конкретном случае при внедрении нейронной сети в процесс мониторинга данных, поступающих от УСВИ, необходимо выдать значения исходного сигнала в соответствии с IEEE C37.118.2 и исходные данные при НЧК и синхронных качаниях. Для НЧК необходимы следующие изменяющиеся параметры: частотная модуляция, амплитудная модуляция и фазовая модуляция. При синхронных качаниях необходимы следующие переменные: фазовая и амплитудная модуляции во время переходных режимах, сопутствующих асинхронный режим. Кроме того, в рамках данного проекта возможно обучение ИИ при ситуациях возникновения высших гармоник, для этого необходимо указать предельное значение порядка гармоник, отвечающих за искажение сигнала. Недостатками нейронных сетей являются длительное обучение и высокая стоимость проекта. Но экономический эффект, складывающийся за счёт предотвращения внеплановых отключений потребителей, повреждений агрегатов, трансформаторов и сетей, позволяет нивелировать недостаток

высокой стоимости. Данная концепция не приведёт к сокращению персонала в диспетчерском центре, поскольку ИИ предназначен для упрощения и повышения эффективности управления процессом персоналом.

В статье рассматриваются результаты исследований мониторинга НЧК на базе СМПР. Был проведён литературный обзор, анализ НЧК, тесты сигналов, а также перспективы внедрения ИИ. Результаты исследований и проведённых тестов утверждают об эффективности СМПР и внедрения в данную систему нейронных сетей.

Литература

1. Жуков А. В., Климова Т. Г., Расщепляев А. И. Мониторинг низкочастотных колебаний в электроэнергетических системах // *Электричество*. – 2013. – № 2. – С. 20-27.
2. Назаренко Е. А., Винаковская Н. Г. Анализ блокировок дистанционной защиты от синхронных качаний и асинхронного режима // *Высокие технологии и инновации в науке*. – 2020. – С. 169-172.
3. Недолико А. В., Беляев А. Н. Повышение динамической устойчивости транзитных электропередач переменного тока на основе применения данных мониторинга переходных режимов // *Материаловедение. Энергетика*. – 2016. – № 4 (254). – С. 106-115.
4. Успенский М. И. Оценка надежности функционирования устройства синхронизированных векторных измерений // *Релейная защита и автоматизация*. – 2017. – № 3. – С. 33-38.
5. Балабин М. А. и др. Тестовые испытания устройств синхронизированных измерений векторных величин энергосистем // *Электричество*. – 2011. – № 4. – С. 17а-27.
6. Жуков А. В. Обобщение мировых тенденций развития техники и технологий электроэнергетики (по итогам 46-ой сессии СИГРЭ 2016 г.). – 2017.
7. Shen Z., Ding R. A novel neural network approach for power system low frequency oscillation mode identification // *2019 IEEE International Symposium on Circuits and Systems (ISCAS)*. – IEEE, 2019. – С. 1-5.

СОВРЕМЕННЫЕ ВИДЫ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Покацкий М.Ю., Троицкий Е.Д.

Научный руководитель доцент Р.А. Уфа

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современных энергосистемах стало появляться все больше и больше объектов возобновляемых источников энергии. Так, суммарная установленная мощность генерации на основе ВИЭ (без учета гидроэнергетики) мире в 2020 г. составила около 1400 ГВт (согласно данным Международного агентства по возобновляемой энергетике (International Renewable Energy Agency)). Объекты возобновляемой генерации получили такой толчок к развитию благодаря мировому тренду уменьшения углеродного следа в атмосфере Земли.

Схема подключения современных ВИЭ к ЭЭС предполагает наличие статических преобразователей напряжения (СПН) на базе силовой полупроводниковой техники. Специфика работы СПН позволяет значительно расширить возможности управления и повышает эффективность функционирования как самих объектов ВИЭ, так и ЭЭС в целом. В таком случае, объект возобновляемой генерации может функционировать при любом диапазоне частот нормального и аварийного режимов, при этом оставаясь подключенным к основной сети и обеспечивая требуемое регулирование (например, выдачу реактивной мощности и поддержание заданного уровня напряжения). Поэтому, в настоящее время объекты ВИЭ, подключаемые через СПН, получили широкое применение, а также наблюдается тенденция по замене ими ранее установленных, подключаемых непосредственно к сети, объектов ВИЭ.

Между тем, обладая существенными преимуществами (отсутствие редукторов, дополнительных источников возбуждения, независимое регулирование активной и реактивной мощности (СПН и др.)), объекты ВИЭ, подключаемые через СПН, характеризуются отсутствием инерции, что ввиду увеличения уровня генерируемой ими мощности в ЭЭС, приводит к уменьшению общей (физической) ввиду увеличения суммарной установленной мощности ВИЭ с СПН в Европе эквивалентное значение инерции снизилось почти на 20 %. Это, в свою очередь, приводит к ускорению протекания переходных процессов, соответственно, увеличивает вероятность нарушения устойчивости ЭЭС. В частности, чем меньше инерция системы, тем больше она чувствительна к различным возмущениям, например, синхронные качания в таких системах могут быть ошибочно приняты за короткое замыкание. Кроме этого, изменяется частотный спектр процессов в ЭЭС с ВИЭ. Обеспечение устойчивости и надежности ЭЭС с нарастающей долей объектов распределенной генерации, включая ВИЭ, доминантные моды объектов ВИЭ находятся в диапазоне более высоких частот, чем электромеханические колебания. Следовательно, увеличивается вероятность появления локальных и межзональных колебаний, параметры и траектория изменения которых будут отличаться от колебаний в традиционных ЭЭС, без ВИЭ.

В Российской Федерации и странах СНГ принято говорить о статической (апериодической и колебательной) и динамической устойчивости, а за рубежом, принято, что классификация имеет несколько ответвлений в связи с развитием ВИЭ. Стоит учитывать, что с повышением мощностей ВИЭ в энергосистеме РФ, следует переосмыслить классификацию устойчивости.

В 2004 году совместная рабочая группа IEEE и GIGRE опубликовала свою классификацию устойчивости энергосистемы. Классификация имеет 3 основные ветви: Стабильность угла ротора, стабильность напряжения в узлах и стабильность напряжения. Стабильность угла ротора подразделяется на небольшие возмущения и переходные состояния. Стабильность напряжения делится на небольшие возмущения и значимые, которые могут быть краткосрочными и долгосрочными. Стабильность частоты же может быть краткосрочной и долгосрочной. С учетом обозначенного выше, классическое представление классификации устойчивости, принятое во всем мире, не должно

быть пересмотрено. Так, традиционно выделяют следующие типы устойчивости. В России же выделяют статическую и динамическую устойчивость.

Однако, в 2020 году рабочая группа IEEE подняла вопрос о новой классификации после того, как в энергосистеме начало появляться всё больше и больше элементов силовой электроники. Генерация ВИЭ, где необходима силовая электроника в отдельно взятых регионах нашей планеты достигает 50 % и выше. Сейчас в моде подключаемые электромобили, которым необходима подзарядка от сети.

Неконтролируемая зарядка — это свободная зарядка подключаемого электромобиля (ПЭ) без ограничений, при условии, что она начинается автоматически. Оборудование не пытается контролировать время и объем зарядки ПЭ. Неконтролируемая зарядка — это наихудший сценарий, поскольку люди, скорее всего, будут заряжать свои ПЭ по прибытии домой, что совпадает с суточной пиковой нагрузкой внутри страны. Более высокие скорости зарядки и большее количество одновременных подзарядок ПЭ приводят к увеличению спроса на ПЭ, что может вызвать проблемы в сети. Даже при низких общих показателях внедрения ПЭ в некоторых частях сети может возникать большое количество заряжающихся ПЭ из-за групп одновременного использования. Факторы, связанные с ПЭ, высокой инерцией привели к возникновению новых ветвей классификации устойчивости, которые равносильны стабильности напряжения, угла ротора и частоты. Были введены резонансная стабильность и стабильность силовых преобразователей.

В частности, причиной появления новых видов устойчивости энергосистемы являются солнечные и ветряные электростанции, последние, зачастую имеют схему подключения двойного питания, за счет своей дешевизны и простоты, принципиальная схема показана на рис. 1, где Р – редуктор, АГДП – асинхронный генератор двойного питания, СПН – силовой преобразователь напряжения. Суть такой конструкции генератора заключается в том, что обмотка статора подключается напрямую к сети, а обмотка ротора подключена через силовой преобразователь с сети. Около 30 процентов мощности генератора проходит через силовой преобразователь, что позволяет уменьшить потери и снизить стоимость самого преобразователя. Можно сказать, что главное преимущество ветряных турбин этого типа заключается в том, что их преобразователи могут поддерживать частоту и амплитуду выходного напряжения постоянными, поскольку они постоянно работают синхронно с сетью. В солнечных станциях же преобразуется постоянный ток в переменный с помощью силового преобразователя. Как видно, силовые преобразователи – необходимость при работе с ВИЭ. Именно из-за них появились новые проблемы устойчивости такие как резонансные возмущения и возмущения, вызванные скоростью переходных процессов в полупроводниковой технике. В частности, проблемы с колебаниями могут быть вызваны волновым взаимодействием между преобразователями и внешними системами питания переменного тока. Еще одной неотъемлемой частью данных процессов является то, что они происходят гораздо быстрее, чем в традиционных источниках энергии, что приводит к некорректной работе автоматики.

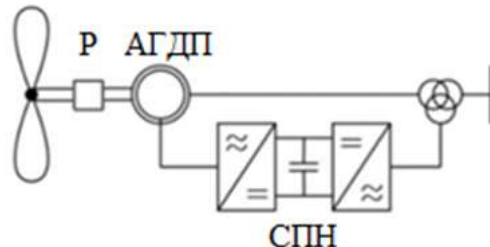


Рис. 1. Асинхронный генератор двойного

Расширение внедрения силовых электронных преобразователей породило проблему их негативного влияния на качество электроэнергии. Причиной этому явился нелинейный и импульсный характер процессов преобразования электроэнергии посредством ключевых элементов, дискретно управляющих потоками электрической энергии. В результате работы ключевых элементов происходит искажение токов в цепях переменного тока и кроме активной мощности, потребляемой из сети (или передаваемой в сеть), также возрастают реактивная мощность, обусловленная фазовым сдвигом основных гармоник тока и напряжения, и мощность искажения. Появление в системе электроснабжения высших гармоник тока и напряжения приводит к росту потерь мощности, перегреву оборудования, старению изоляции, сбою аппаратуры и т.п.

Резонансная нестабильность возникает по причине качаний ротора асинхронной машины, такие качания могут приводить к тому, что скольжение становится отрицательным, что приводит к возникновению субсинхронных колебаний в обмотках асинхронного генератора.

Нестабильность преобразователей возникает по причине взаимодействия элементов силовых преобразователей с емкостными и индуктивными элементами сети, что также вызывает низко и высокочастотные колебания. Классификация стабильности энергосистем представлена на рисунке 2.

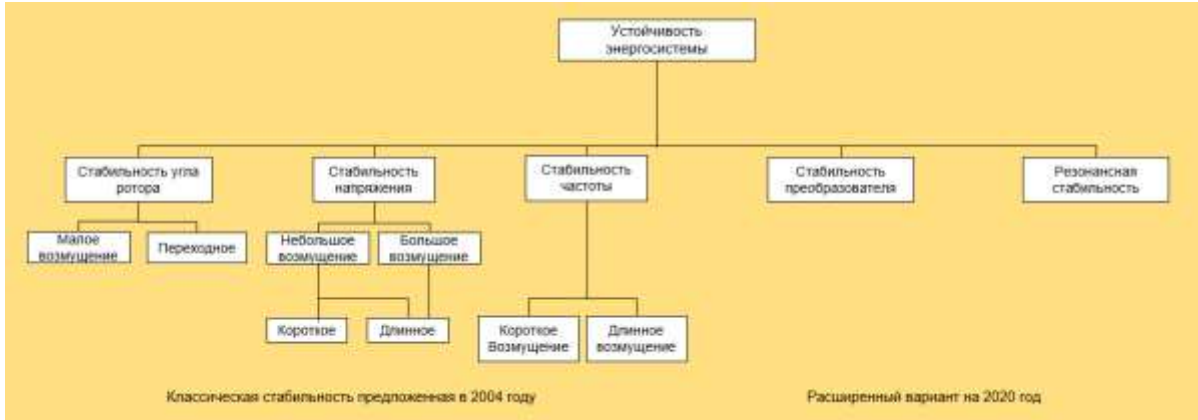


Рис. 2. Современные виды стабильности энергосистем

Литература

1. Гельман М. В., Дудкин М. М., Преображенский К. А. Преобразовательная техника, Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ. – 2009.
2. Мелешкин Г.А., Меркурьев Г.В. Устойчивость энергосистем. – 1 изд. – Санкт-Петербург: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006. – 369 с.
3. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – Санкт-Петербург: Энергия, 1970. – 520 с.
4. Эрнст А.Д. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: курс лекций. – Нижневартовск: Изд-во НГГУ, 2012. – 199 с.
5. Kundur. P. Power System Stability and Control. - New-York: McGraw-Hill, 1993. – 979 с.

ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ИНЕРЦИИ НА ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИ УДАЛЕННОМ ЭНЕРГОРАЙОНЕ

Радько П.П.

Научный руководитель доцент Н.Ю. Рубан

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Из-за глобальной тенденции перехода к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ) общесистемное значение постоянной инерции уменьшается по мере внедрения солнечных и ветряных электростанций [1-3]. В частности, солнечные электростанции (СЭС), которые в своем устройстве не имеют вращающихся элементов, обладают нулевой постоянной инерции [4, 5]. При значительной доле ВИЭ в системе может наблюдаться чрезвычайно высокая скорость изменения частоты.

Помимо прочего энергосистемы с возобновляемыми источниками могут отличаться и другой характеристикой – неоднородностью инерции. Она проявляется, когда постоянная инерции существенно отличается по значению между энергорайонами одной энергосистемы. В данной работе проведено исследование закономерностей, которые могут наблюдаться при интеграции ВИЭ в электрически удаленные энергорайоны.

Рассматриваемая схема. Исследование проводится в модели энергосистемы, базирующейся на учебной модели IEEE 9 bus и приведенной на рисунке 1. Рассматриваемую энергосистему можно условно поделить на два энергорайона: первый включает в себя электростанции с синхронными генераторами (СГ) Г1 и Г2 и нагрузками в узлах 7, 9, 6; второй – Г3, солнечную электростанцию и нагрузку в узле 4. Линии 7-5 и 5-4 отключены для моделирования слабой связи между энергорайонами. Затем, после окончания всех пусковых процессов (пуска генераторов, отключения системы от шины бесконечной мощности) моделируется наброс активной нагрузки в узле 4 величиной в 6,2 % от суммарной.

Предложенная схема опирается еще и на практический опыт комбинированного применения ВИЭ и СГ. Крупные производства или месторождения зачастую являются удаленными от основной электрической сети, за счет чего между этими энергорайонами выстраивается слабая связь. Для того, чтобы минимизировать потери в длинных линиях вблизи объекта устанавливаются синхронные генераторы, способные тем самым обеспечить энергией удаленные промышленные объекты. Затем, за счет увеличения добываемых или производственных объемов, а также модернизации технологии встает вопрос об увеличении вырабатываемой локальной мощности. И, благодаря глобальной тенденции перехода к ВИЭ именно такие установки используются в качестве дополнительных питающих источников. Таким образом и выстраивается комбинированная работа ВИЭ и традиционных генераторов на местах, имеющих с основной сетью слабую связь.

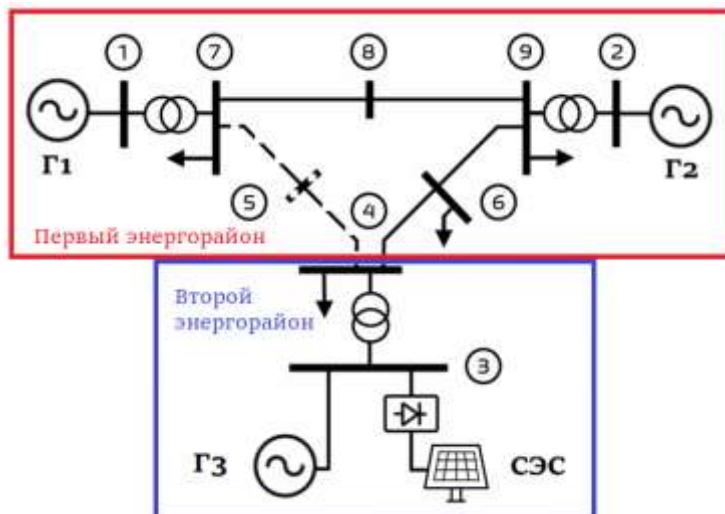


Рис. 1. Схема исследуемой энергосистемы

Система фазовой автоподстройки частоты. В данной работе на солнечной электростанции установлены сетевые инверторы, которые не позволяют ей вносить вклад в регулирование частоты, т.е. выдается постоянный объем мощности с такой же частотой, какая присутствует в сети. Такие инверторы называют «ведомыми сетью». В свою очередь «считывание» частоты и соответствующая выдача осуществляется с помощью системы фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) [6]. Эти системы также вносят свой вклад в образование неоднородности инерции.

Результаты экспериментов. В случае, если используются неоптимизированные под конкретные схемно-режимные условия настройки средств ФАПЧ в системе могут наблюдаться низкочастотные незатухающие колебания частоты, с наибольшей амплитудой непосредственно рядом с СЭС (рис. 2). Различие в осциллограммах частот между узлами говорит о формировании неоднородной инерции: из-за того, что энергорайон с СЭС характеризуется меньшей постоянной инерции частота на соответствующем узле изменяется стремительней и существенней, особенно сразу после возмущения. Предельное отклонение частоты в узле 3 в 4,7 раз больше, чем в узле 1.

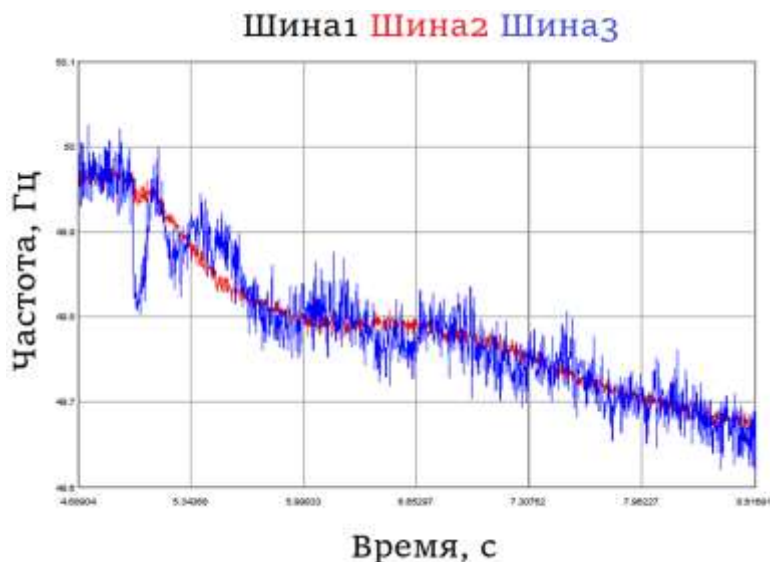


Рис. 2. Осциллограммы частоты в различных узлах энергосистемы при ненастроенной ФАПЧ

С другой стороны, если настройки ФАПЧ будут оптимизированы, то колебания наблюдаться перестанут, ровно также, как и неоднородность инерции. Однако в связи с тем, что рядом с СЭС также установлен синхронный генератор Г3, имеет смысл сравнить его угловую скорость с угловой скоростью генераторов Г1 и Г2.

Рисунок 3 демонстрирует, что несмотря на то, что при настроенной системе ФАПЧ отличия частоты разных узлов незначительны, неоднородность инерции продолжает влиять на переходный процесс в случае установки рядом с СЭС синхронного генератора. Из-за меньшей постоянной инерции энергорайона скорость вращения Г3 сильнее падает после наброса нагрузки. В дальнейшем это приводит к возникновению затухающих низкочастотных колебаний.

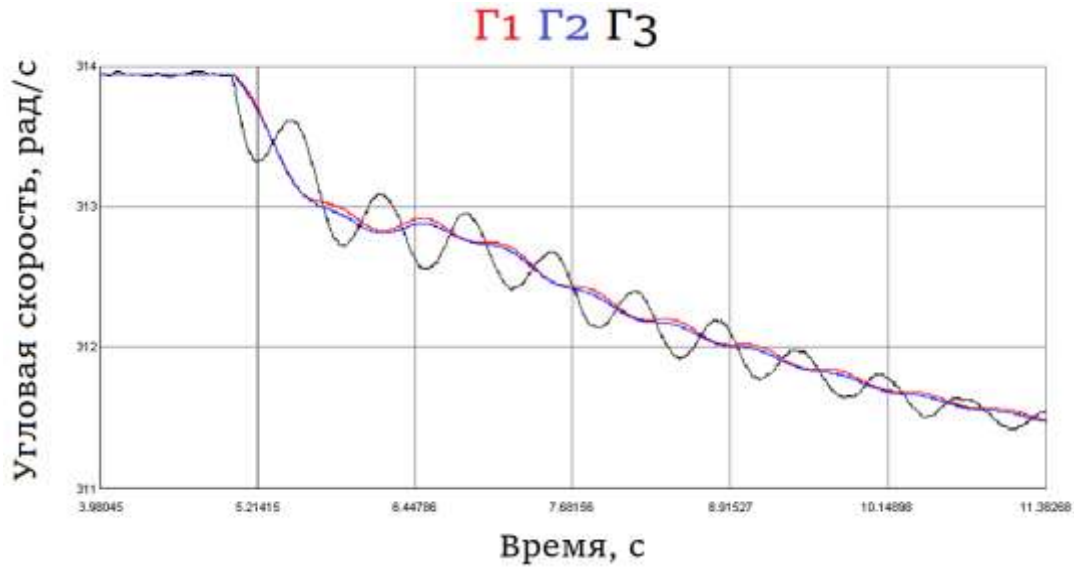


Рис. 3. Осциллограммы угловой скорости ротора генераторов системы

Выводы. В энергосистеме с возобновляемыми источниками при использовании систем ФАПЧ с неоптимизированными под схемно-режимные условия настройками будет наблюдаться значительная неоднородность инерции, проявляющаяся в различном изменении частоты между узлами системы. В случае оптимизированных настроек ФАПЧ неоднородность инерции будет наблюдаться в значительно меньшей степени, однако ее влияние можно заметить в работе ближайших синхронных генераторов, если таковые установлены. Данные зависимости важны для правильной настройки средств автоматического регулирования как традиционных электрических машин, так и систем управления силовыми преобразователями, ответственными за работу возобновляемых источников энергии.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-79-00204.

Литература

1. Miller, N., Shao, M., Pajic, S., et al.: Eastern frequency response study. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO, United States, 2013
2. Miller, N., Shao, M., Pajic, S., et al. / Western wind and solar integration study phase 3—frequency response and transient stability // National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO, United States; GE Energy Management, Schenectady, NY, United States, December 2014
3. Hong Q., Asif Uddin Khan M., Henderson C., Egea-Álvarez A., Tzelepis D., Booth C. / Addressing frequency control challenges in future low-inertia power systems: A Great Britain perspective // Engineering (2021), 10.1016/J.ENG.2021.06.005
4. Yan R., Saha T.K., Modi N., al Masood N., Mosadeghy M. / The combined effects of high penetration of wind and PV on power system frequency response // Appl. Energy, 145 (2015), pp. 320-330, 10.1016/J.APENERGY.2015.02.044
5. Tzelepis, D., Dyško, A., Booth, C., 2016. / Performance of loss-of-mains detection in multi-generator power islands // In: IET Conference Publications, 2016, No. CP671. <http://dx.doi.org/10.1049/CP.2016.0066>
6. Абрамов Д.В. / Системы фазовой автоподстройки частоты // Сборник работ 65-ой научной конференции студентов и аспирантов Белорусского государственного университета в 3 ч. ч.2 – БГУ, 2008 184-187 с. ISBN 985-445-369-3

ГИБРИДНЫЙ ПОДХОД В МОДЕЛИРОВАНИИ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

Разживин И.А., Бай Ю.Д.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Системы накопления электроэнергии (СНЭЭ) являются быстро развивающимися высокотехнологичными устройствами современных электроэнергетических систем (ЭЭС). В том числе активно внедряются в автономные энергообъединения нефтяных и газовых промыслов. СНЭЭ помимо резервирующих функций открывают принципиально новые возможности в управлении режимами электроэнергетических систем. К примеру, современные СНЭЭ могут применяться не только как источники бесперебойного питания или в выравнивании суточных графиков нагрузки, а в случае автономных энергосистем участвовать еще и в оптимизации работы генераторов, снижая расход органического топлива, но и использоваться в качестве инструмента противоаварийного управления [1]. Ввиду тенденций развития электрохимических технологий СНЭЭ, удешевления материалов и значительных инвестиций в отрасль перспективными технологиями в развитии СНЭЭ большой мощности являются литий-ионные аккумуляторные батареи. Такие СНЭЭ способны в виду своего быстрогодействия эффективно выполнять функции устройств противоаварийной автоматики: предотвращать нарушение устойчивости,

участвовать в регулировании частоты и напряжения. Современные системы управления позволяют использовать СНЭЭ для подавления низкочастотных колебаний, а также извлекать «виртуальную» инерцию. Общая структура СНЭЭ на базе литий-ионных аккумуляторных батарей (АБ) представлена на рис. 1.

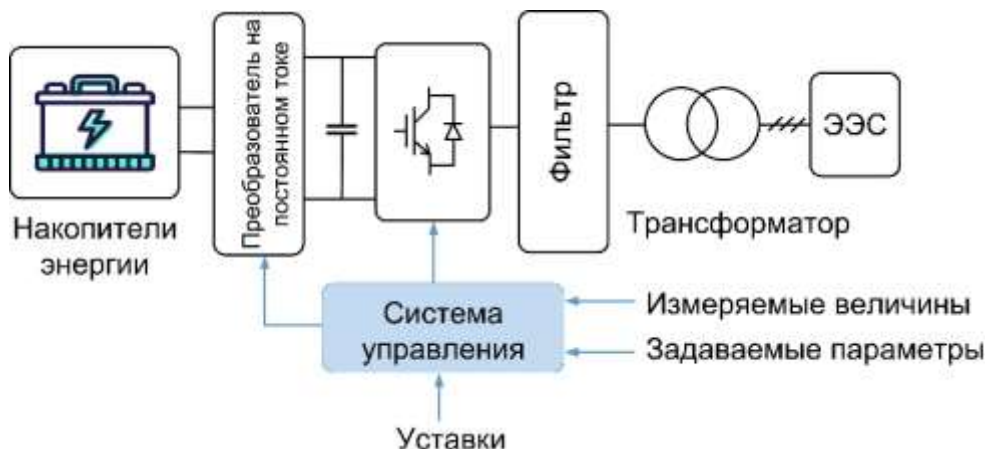


Рис. 1. Структура литий-ионной СНЭЭ

Описание проблемы. Актуальность применения СНЭЭ не вызывает сомнений. Ввиду этого вопросы, связанные проектированием СНЭЭ большой мощности, являются актуальными. Преимущественно при проектировании перспективных энергообъединений и модернизации существующих ЭЭС для исследования различных режимов работы таких систем применяется математическое моделирование. При этом в ряде существующих программно-вычислительных и программно-аппаратных комплексах (ПВК и ПАК) присутствуют модели систем накопления энергии, однако такие модели воспроизводят динамику СНЭЭ упрощенно [2]. В ПВК электромеханических переходных процессов существенно упрощается динамика силовых преобразователей, и самой модели накопителя энергии, а в ПАК электромагнитных переходных процессов модели СНЭЭ воспроизводятся в виде эквивалента. При таком подходе исключается возможность воспроизведения алгоритмов подсистемы управления накопителями внутри СНЭЭ. Уровень состояния заряда, деградация и температурные зависимости учитываются упрощенно и распространяются на всю СНЭЭ в целом. Учитывая, что СНЭЭ большой мощности может содержать сотни и тысячи АБ, десятки параллельно работающих модулей, математическая модель позволяющая настроить и исследовать алгоритмы работы и управления СНЭЭ становится не только большой размерности, но и содержит жесткие системы дифференциальных уравнений большого порядка, расчет которых существующим подходом имеет свои ограничения и погрешность [3].

Соответственно существующий подход не позволяет адекватно воспроизвести динамику СНЭЭ большой мощности, учесть и спрогнозировать возможные изменения в режимах ее работы, а также произвести настройку и тестирование систем управления.

Предлагаемое решение. Для решения поставленной проблемы предлагается применять гибридный, программно-аппаратный подход в моделировании СНЭЭ большой мощности. Воспроизведение модели СНЭЭ с учетом систем управления, силовых преобразователей производится на аппаратном уровне с применением программируемых логических интегральных схем (ПЛИС), а решение математической модели ЭЭС в цифровом моделирующем комплексе (рис. 2).

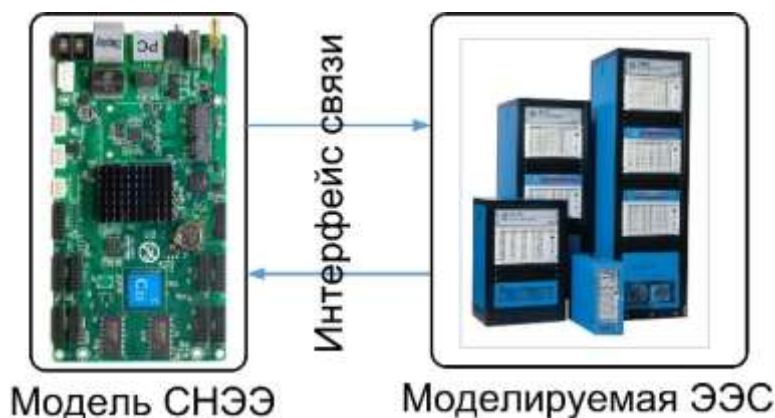


Рис. 2. Структура гибридной модели СНЭЭ

В ряде исследований используются вычисления на ПЛИС для решения проблемы математического моделирования ЭЭС большой размерности в темпе реального времени, в том числе с устройствами силовых

преобразователей [4, 5]. Соответственно реализация модели СНЭЭ на ПЛИС позволяет производить параллельные вычисления математических моделей АБ в составе СНЭЭ большой мощности и обрабатывать информацию моделирования в темпе реального времени. При этом шаг моделирования может составлять 50 – 100 нс, что соответствует высокочастотному диапазону силовых преобразователей в составе СНЭЭ.

Данный подход позволяет исключить декомпозицию режимов и процессов, упрощение систем дифференциальных уравнений математической модели СНЭЭ, ограничение интервала воспроизведения процессов, а также позволит производить тестирование и настройку алгоритмов управления СНЭЭ.

Литература

1. Yao L. et al. Challenges and progresses of energy storage technology and its application in power systems // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. – 2016. – Т. 4. – №. 4. – С. 519-528.
2. Razzhivin I. A. et al. The energy storage mathematical models for simulation and comprehensive analysis of power system dynamics: A review. Part i // International Journal of Hydrogen Energy. – 2023.
3. Wanner G. Решение обыкновенных дифференциальных уравнений: Жесткие и дифференциально-алгебраические задачи. – Mir, 1999.
4. Yang C. et al. Real-time FPGA-RTDS co-simulator for power systems // IEEE Access. – 2018. – Т. 6. – С. 44917-44926.
5. Matar M., Iravani R. FPGA implementation of the power electronic converter model for real-time simulation of electromagnetic transients // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2009. – Т. 25. – №. 2. – С. 852-860.

УПРАВЛЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЕМ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ ДЛЯ МАКСИМИЗАЦИИ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ СЕЧЕНИЯ ПО АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ Рец В.В.

Научный руководитель доцент Прохоров А.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с непрогнозируемым ростом потребления в дефицитных энергорайонах в ряде схемно-режимных ситуаций (СРС) происходит «запирание» – исчерпание пропускной способности сечений электрической сети, связывающей данные энергорайоны с остальной частью энергосистемы. При этом «запирание» сечений приводит к снижению эффективности работы рыночных механизмов торговли электроэнергией, а также повышению рисков прекращения электроснабжения потребителей в аварийных ситуациях.

Повысить пропускную способность сечений и избавиться от негативных последствий подобного сценария возможно путем управления параметрами режима, например, напряжением для повышения значения предельного перетока или перетоком реактивной мощности для разгрузки связей, входящих в сечение, по току. Однако в настоящее время отсутствуют регламент и технологии определения управляющих воздействий (УВ) на средства компенсации реактивной мощности (СКРМ) в текущей СРС для достижения максимального значения пропускной способности электрической сети.

На сегодняшний день для повышения пропускной способности реализуются проекты электросетевого строительства, внедряются технологии определения допустимых перетоков в текущей СРС, например, отечественный программно-аппаратный комплекс Система мониторинга запасов устойчивости (ПАК СМЗУ) [1], а также применяются устройства противоаварийной (ПА) и режимной автоматики (РА).

Широкое применение ПАК СМЗУ, кроме того, открывает новые возможности для развития технологий планирования и управления электрическими режимами энергосистем. В рассматриваемой задаче определения объема УВ на СКРМ для максимизации пропускной способности сети результаты расчета ПАК СМЗУ могут использоваться в качестве начальных условий, относительно которых выполняется расчет УВ (рис. 1).



Рис. 1. Упрощенная структура алгоритма расчета управляющих воздействий

Ожидаемыми эффектами от реализации такой технологии являются:

Снижение стоимости электроэнергии в энергорайонах с преобладанием неэффективной тепловой генерации;

Повышение надежности электроснабжения потребителей за счет снижения объема отключаемой нагрузки средствами ПА в послеаварийном режиме (ПАР).

С целью количественной оценки возможности повышения пропускной способности в рамках данного исследования был проведен ряд вычислительных экспериментов на расчетной модели объединенной энергосистемы Сибири для контролируемого сечения (КС) «Братск-Иркутск» (рис. 2), заключающихся в последовательном изменении эксплуатационного состояния и нагрузки существующих СКРМ, которые оказывают влияние на значение

СЕКЦИЯ 9. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

напряжения в узлах, примыкающих к данному КС. После реализации каждого УВ рассчитывались значения максимально допустимых перетоков (МДП) в КС в соответствии с принятыми Правилами их определения [2]. При этом фиксировались параметры электроэнергетического режима и контролировалось значение напряжения в узлах схемы в контексте соблюдения его допустимых границ согласно требованиям Стандарта [3].



Рис. 2. Схема основных связей в энергорайоне контролируемого сечения «Братск — Иркутск»

Из графика изменения электрических величин для случая ремонтной схемы (ремонт ВЛ 500 кВ Братский ПП — Ново-Зиминская) (рис. 3) видно, что реализация принятого набора УВ позволяет повысить величину МДП на 5 % до величины 1670 МВт. Далее ограничивающим фактором МДП становится токовое ограничение по связи, входящей в сечение, в ПАР. Однако с учетом действия ПА пропускная способность КС за счет реализации УВ на существующие СКРМ повышается на 8 % до 1850 МВт. При этом напряжение в узлах находится в пределах наибольших рабочих значений. Об увеличении эффективности использования существующей электросетевой инфраструктуры также говорит снижение доли реактивной составляющей тока по связям, входящим в сечение за счет реализации выбранных УВ на СКРМ. С учетом того, что применение ПАК СМЗУ позволяет повысить пропускную способность сечения в рассматриваемом режиме на 100 МВт относительно значения, рассчитанного технологом на основании результатов контрольного замера, вклад предлагаемых мероприятий в повышение эффективности использования пропускной способности рассматриваемого КС составит 57 %.

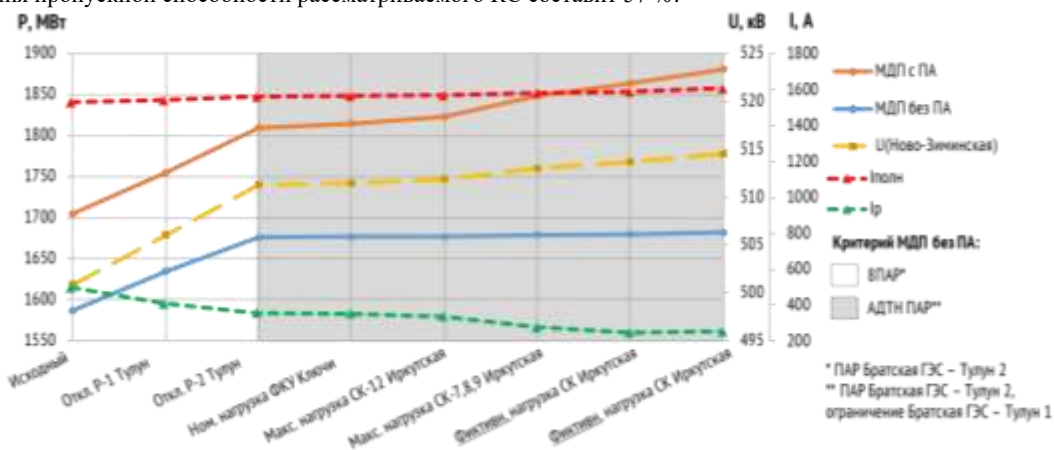


Рис. 3. Изменение электрических величин в ходе эксперимента

Исходя из полученных результатов следует, что выбор УВ сводится к решению многокритериальной оптимизационной задачи. Решение предлагается искать исходя из условия обеспечения максимума пропускной способности сечения с минимизацией задействованного резерва мощности СКРМ. В качестве ограничений, контролируемых при поиске экстремума целевой функции, принимаются значения допустимой токовой нагрузки линий электропередач, а также наибольшие рабочие напряжения в узлах сети. В качестве управляемых переменных выступают эксплуатационное состояние и нагрузка СКРМ. Остальные параметры принимаются фиксированными для конкретной СРС.

Таким образом, результаты расчетных экспериментов подтверждают, что предлагаемый подход позволяет повысить величину МДП КС в нормальном и послеаварийном режимах дополнительно к эффекту, получаемому при использовании ПАК СМЗУ. В рамках дальнейших исследований будут выполнены: формализация задачи оптимизации, выбор метода оптимизации, автоматизация вычислений и проверка алгоритма решения оптимизационной задачи для других сечений в Единой энергосистеме России.

Литература

1. Неуймин В. Г., Останин А. Ю., Томалев А. А. Внедрение системы мониторинга запасов устойчивости при планировании и управлении электроэнергетическим режимом ОЭС Сибири // Научно-технический журнал «Энергия единой сети». – 2019. – №. 6 (49). – С. 32–36.
2. ГОСТ Р 57382–2017. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений. – Введ. 2017-01-16. – М.: Стандартинформ, 2017. – 12 с.

3. Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях: СТО 59012820.27.010.004–2020: утв. АО «СО ЕЭС» 09.07.2020: введ. в действие 09.07.2020. – М.: Официальный интернет-портал www.so-ups.ru, 2020. – 24 с.

НАСТРОЙКА БЛОКА ФАЗОВОЙ АВТОПОДСТРОЙКИ ЧАСТОТЫ В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ОБЪЕКТАМИ ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА БАЗЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Рудник В.Е., Уфа Р.А., Бай Ю.Д.

Научный руководитель доцент А.А. Суворов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Многие ведущие страны в энергетической отрасли заинтересованы в декарбонизации, основанной на сокращении традиционной генерации. Российской Федерацией, а также рядом других стран, подписано Парижское соглашение по климату, что указывает на несколько обязательств по снижению углеродных выбросов. Одно из таких обязательств заключается в том, что в энергосистемы нужно внедрять новые генерирующие объекты, которые функционируют на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [13]. Доля возобновляемых источников энергии в мировой энергетике в период с 2020 по 2021 г. составляла (28,1 %), что выше уровня 2019 г. (26,3 %) практически на 2 %. В 2021 г. выработка электроэнергии из возобновляемых источников выросла благодаря активному внедрению солнечных электростанций (СЭС) и ветроэлектростанций (ВЭС) (ФСЭС +13 % и ВЭС +23 %), а установленная мощность ВЭС и СЭС на 2021 г. составила соответственно 828,4 ГВт и 891,3 ГВт; на 2022 г. – 925,6 ГВт и 1100,9 ГВт [13].

Объекты ВИЭ в своем составе используют инверторы для подключения их к сети. Определенные особенности инверторов существенно влияют на стабильное функционирование электроэнергетических систем (ЭЭС), что связано с особенностями работы самих инверторов. Увеличение объемов внедрения объектов ВИЭ в ЭЭС, по прогнозам, будет значительное и продлится до 2030 года согласно [1, 8], что в свою очередь может привести к значительному снижению надежности функционирования современных энергосистем в нормальных и аварийных режимах работы [1-3, 9, 10].

Возникает проблема, связанная с сохранением устойчивости энергосистемы как динамической, так и статической [5, 6, 7]. Данная проблема связана с внедрением в энергосистемы безынерционных объектов ВИЭ, в том числе путём замены традиционной генерации. [12].

Для обеспечения надёжного и корректного функционирования энергосистемы от негативных последствий внедрения объектов ВИЭ требуется комплекс решений, одно из таких решений это настройка системы управления объектами ВИЭ [2]. Разработано несколько подходов:

Настройка блока фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) [4, 11]. Данный блок настраивает фазу источника таким образом, чтобы она была равна фазе опорного сигнала [1, 12].

Использования в составе САУ объектов ВИЭ дополнительных регуляторов [7, 8, 13].

Использование различных стратегий по резервированию мощности.

Важным моментом является правильная настройка блока ФАПЧ. Определённая настройка блока ФАПЧ может по-разному влиять на характер изменения параметров энергосистемы при переходных процессах, с учетом разной плотности этой энергосистемы, что отражено на рисунке 1 и 2.

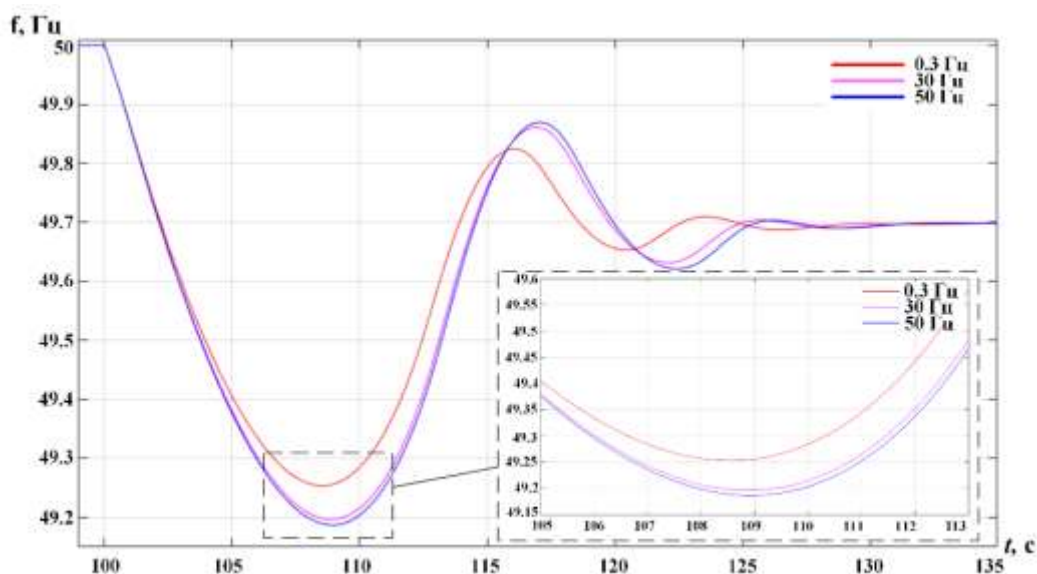


Рис. 1. Осциллограммы изменения частоты ЭЭС, с изменением полосы пропускания блока ФАПЧ (слабая сеть)

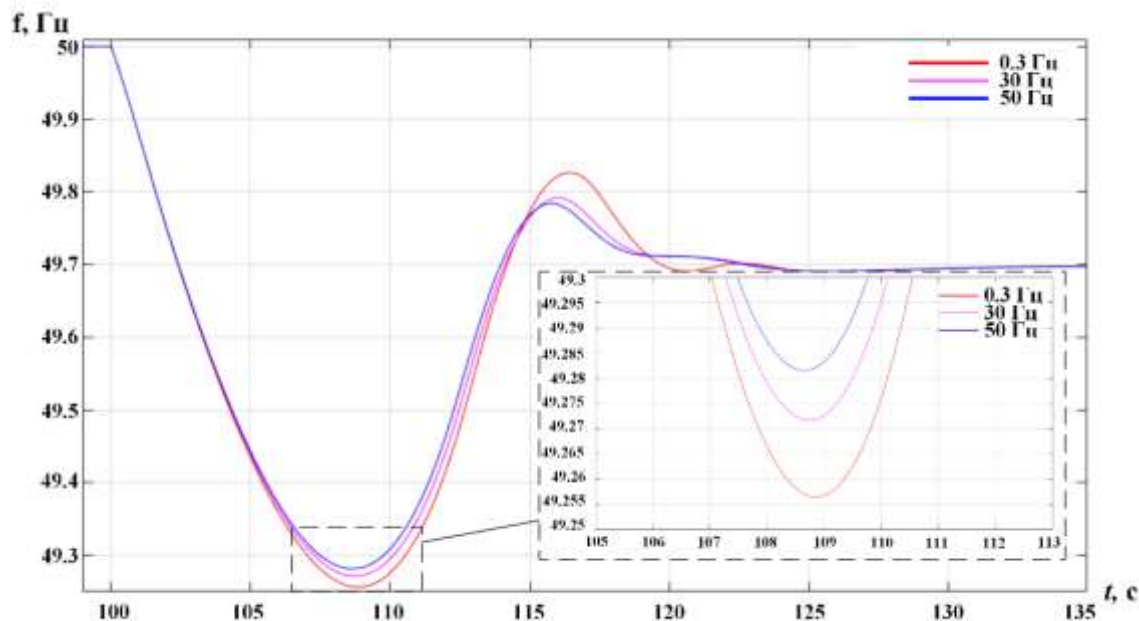


Рис. 2. Осциллограммы изменения частоты ЭЭС, с изменением полосы пропускания блока ФАПЧ (сильная сеть)

Исходя из осциллограмм, приведенных выше, можно сделать вывод, что в слабой сети при увеличении полосы пропускания блока ФАПЧ, увеличивается величина снижения частоты, в сильной же сети наблюдается обратный тренд изменения частоты энергосистемы при увеличении полосы пропускания блока ФАПЧ. Данный факт говорит о том, что при разной плотности сети требуется разная настройка блока ФАПЧ объектов ВИЭ.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 21–79–00275

Литература

1. Arani, M.F.M. Implementing virtual inertia in DFIG-based wind power generation / M.F.M. Arani, E.F. El-Saadany // IEEE Transactions on Power Systems. – 2013. – V. 28. doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2207972.
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. Rampokanyo M. et al. Impact of high penetration of inverter-based generation on system inertia of networks //Electra. – 2021. – №. 319.
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/SOFRreport-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. IEA I. E. A. Renewable energy market update 2021. – Paris, France: IEA, 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.

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ УЛИЧНОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Садулаев А.А-В.

Научный руководитель старший преподаватель И.Х. Саламов
Грозненский государственный нефтяной технический университет
 им. акад. М.Д. Миллионщикова, г. Грозный, Россия

Уличное освещение необходимо для создания безопасной среды в ночное время вдоль дорог общего пользования, тротуаров, автомагистралей и т.д. Из открытых источников было установлено [1], что уличное освещение потребляет около 138 млрд. кВт*ч энергии в год. Это довольно большой объем электроэнергии, который можно сократить, используя современные методы энергосбережения. Таким образом, основная проблема, решению которой посвящена данная работа, это снижение затрат на освещение городов и улиц. Каждый регион самостоятельно пытается решить эту проблему и подобрать наиболее подходящий для него метод, допустимый в рамках городского бюджета. Одним из распространенных методов решения проблемы является полное отключение уличного освещения в определенные часы ночного времени.

Для управления освещением на рынке представлено множество шкафов, от самых простых до шкафов с электронным и программным обеспечением. Зачастую в многих городах и селах используется шкаф управления, состоящий из реле с часовым механизмом и контактора [1]. В данной работе рассматривается возможность применения метода энергосбережения, основанный реконфигурации шкафа управления, за счет применения типовых контактно-релейных устройств, регулирующих работу ночного освещения, а также автоматически контролирующей работу системы управления. Преимущества этого метода перед другими в том, что выбранные элементы имеют относительно невысокую стоимость, достаточную надежность при перегрузке в сети, особенно в условиях наличия изношенных сетей. Следует отметить, что необходимым условием реализации данной схемы является наличие резервной трехфазной линии электропитания. На рис. 1 представлены характеристики улицы в г. Урус-Мартан, для которой будет производиться расчет экономии электроэнергии за счет внедрения данного метода.

Наименование улицы	Протяженность улицы (L)	Провод (S)	Фонарь (Ф)	Мощность фонаря (P _ф)	Кол-во фонарей (n)	Кол-во шкафов управления (m)
З. Ул. С-Х. Яндарова	3,6 км	СИП 4x25	ДРЛ-250	0,25 кВт	120	7

Рис. 1. Характеристики улицы С-Х. Яндарова

Освещение на этой улице в настоящее время контролируется системой управления с часовым механизмом, настройка которого корректируется работниками АО «Чеченэнерго» с учетом естественного суточного периода освещения. Цель состоит в установке контактно-релейных устройств: фотореле и контактора [2]. На рис. 2. представлена структурная схема шкафа управления, принцип работы которого состоит в том, что фотореле через контактор управляет тремя фазами, а часовой механизм через контактор управляет только двумя фазами. Время работы устанавливается в зависимости от времени года, например, с 5:30 до 23:00. Тогда, все фонари включатся с наступлением 16:30, в 23:00 отключатся два фонаря и вновь начнут работать в 05:30.

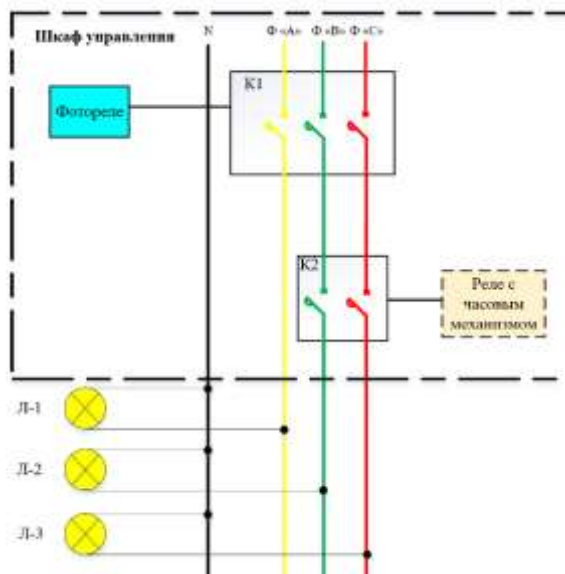


Рис. 2. Структурная схема шкафа управления




Ниже представлен расчет экономического эффекта от внедрения предлагаемой системы управления. В таблице представлены устройства, при помощи которых планируется модернизация системы управления, их краткие характеристики и стоимость. Общий расход на материалы и монтаж составит 11200 р. Стоимость модернизации

**СЕКЦИЯ 9. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

относительно небольшая, если рассматривать ее в рамках одного шкафа управления, таких устройств на одной улице может быть до 10-15, но благодаря этой модернизации мы получаем экономию, которая должна окупиться в течении относительно короткого времени.

Таблица

Расходы на модернизацию шкафа управления

Наименование материала (услуги)	Краткая характеристика	Стоимость	
<p>1. Фотореле</p> 	<p>Фотореле представляет собой чувствительный прибор, реагирующий на свет. При снижении освещенности до определенного уровня, заданного заранее, устройство срабатывает, включая светильники. Когда становится достаточно светло, датчик отключает осветительные приборы.</p> <p>Фотореле используется для:</p> <ul style="list-style-type: none"> • автоматического включения с наступлением темноты уличного освещения, что повышает уровень безопасности в ночное время; • Экономии электроэнергии. 	200 руб.	
<p>2. Контактор</p> 	<p>Контактор представляет собой двухпозиционный электромагнитный аппарат, предназначенный для частых дистанционных включений и выключений силовых электрических цепей в нормальном режиме работы.</p> <p>Сферы использования контактора:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Для управления электрическими двигателями; • Коммутация компенсационных повышенных токовых передач; • Монтаж электрофурнитуры; • Электромонтажные работы; • Эксплуатация электросетей; • Запуск мощных промышленных двигателей; • установка электротехнических изделий. 	600 руб.	
<p>3. Монтаж</p> 	<p>Монтаж заключается в установке фотореле и контактора в шкаф управления</p>	800 руб.	
Расход на модернизацию одного шкафа		1 600 руб.	
Количество шкафов управления		7 шт.	
Общий расход		11 200 руб.	

Месячный расчет экономии для одной улицы $E_{л}$ за счёт отключения 2/3 кол-ва фонарей на $t = 6,5$ ч:

$$E_{л} = \frac{2}{3} n \cdot P_{\phi} \cdot t \cdot 30 \cdot k_{э},$$

где k_3 - тариф на электроэнергию. При $k_3 = 3,2$ р месячный расчет экономии E_L составляет 12480 рублей.

По полученным результатам можно сделать вывод, что данная система рациональна, так как окупается примерно за месяц. При имеющемся недостатке, а именно, необходимость в периодической корректировке настройки системы, предлагаемая схема достаточно проста и надежна в работе.

Экономический расчет производился для одной улицы Урус-Мартана. С учетом того, что в Урус-Мартановском районе, по информации АО «Чеченэнерго», имеются около 8 тысяч фонарей, 35 % которых имеют сетевое освещение, ежемесячная экономия E_p , по всему району составляет:

$$E_p = \frac{2}{3} N \cdot P_{\phi} \cdot t \cdot 30 \cdot k_3 = 291072 \text{ р}$$

А в год получается 3 492 864 рубля

Данный экономический эффект достигается, в первую очередь, за счет сокращения времени работы неэффективных осветительных устройств. Описанный метод является одним из возможных способов снижения затрат на электроэнергию в многих городах и селах нашей станы. В будущем планируется ввести в работу данную систему в сотрудничестве с АО «Чеченэнерго».

Литература

1. АО «Чеченэнерго» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.chechenenergy.ru/>
2. Каталог энергосберегающих технологий [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.energosoвет.ru/entech.php>.

ПРОБЛЕМА СНИЖЕНИЯ ОБЩЕЙ ИНЕРЦИИ СЕТИ ИЗ-ЗА ВНЕДРЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НА БАЗЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Саматова С.М.

Научный руководитель доцент А.А. Суворов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение.

В современных электроэнергетических системах одним из самых высокоперспективных направлений является эксплуатация возобновляемых источников энергии [4]. Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) – это энергоресурсы постоянно существующих природных процессов на планете, а также энергоресурсы продуктов жизнедеятельности биоценозов растительного и животного происхождения [2]. Сейчас традиционная генерация стремится поменяться на возобновляемые источники энергии [5] Причинами такого перехода являются важность снижение выбросов парниковых газов и ограниченный запас топлива [4]. Обычно определение инерции в сети происходит за счет всех вращающихся масс, связанных с сетью энергосистемы. За последнее десятилетие использование возобновляемых источников энергии, по большей части, фотоэлектрических установок и ветряных электростанций, приводит к существенному изменению динамических характеристик энергосистем, так как возобновляемые источники энергии имеют на границе сети силовую энергетику. Электронные преобразователи, которые отделяют блок генерации ВИЭ от сети, снижают общую инерцию, что очень значительно влияет на анализ стабильности и надежности энергосистем. Этот факт считается самым большим недостатком ВИЭ, так как стабильность частоты и ее переходная характеристика нарушены. На самом деле низкая инерция системы связана с высокой скоростью изменения частоты за короткий промежуток времени.

Анализ инерции в энергосистеме.

Для получения максимальной мощности при использовании возобновляемых источников энергии ветряные и фотоэлектрические электростанции управляются с помощью преобразователей мощности с использованием метода отслеживания точки максимальной мощности (ОТММ) [1]. Благодаря этому преобразователю мощности, который еще называют «отвязанными» от сети, ветряные и фотоэлектрические электростанции не могут влиять на общую инерцию энергосистемы [2]. Исходя из наличия изменения частоты, были разработаны стратегии для эффективного использования ВИЭ в энергосистеме с возможностью управления частотой. Такие методы называют эмулированными, синтетическими или виртуальными инерционными [3]. Все синхронные генераторы сведены к эквивалентной вращающейся массе с эквивалентной инерцией (1) [4]:

$$H_{\text{экр}} = \frac{\sum_{i=1}^{GU \text{ CG}} H_i \cdot S_{6,i}}{S_6}, (1)$$

где S_6 – общая полная мощность объектов ВИЭ в рассматриваемой ЭЭС;

$S_{6,i}$ – полная мощность i – го объекта ВИЭ;

H_i – постоянная инерции i – го объекта ВИЭ;

ГУ СГ - число генерирующих установок на базе синхронных генераторов в рассматриваемой ЭЭС.

При включении эмуляции инерции в энергосистему эквивалентная инерция будет состоять из двух компонентов: синхронная инерция от генераторов и виртуальная инерция, исходящая из ВИЭ (2). Эта модифицированная эквивалентная инерция графически иллюстрируется в рис.1 [2].

$$H_{\text{экв}} = \frac{\sum_{i=1}^{GU \text{ СГ}} H_i \cdot S_{6,i} + \sum_{j=1}^{GU \text{ ВИЭ}} H_{EV j} \cdot S_{6,j}}{S_6}, \quad (2)$$

где $H_{GU \text{ ВИЭ } j}$ – постоянная инерции j – го объекта ВИЭ;

$S_{6,j}$ – полная мощность j – го объекта ВИЭ;

$GU \text{ ВИЭ}$ - число генерирующих установок на базе ВИЭ в рассматриваемой ЭЭС



Рис. Энергетическая система с синхронной, скрытой и виртуальной инерцией

Ветроэнергетическая установка имеет «скрытую» развертываемую инерцию, основанную на кинетической энергии, запасенной в их лопастях, трансмиссии и электрических генераторах, тогда как у фотоэлектрической электростанции нет накопленной кинетической энергии из-за отсутствия вращающихся масс. Фактически, современные ветротурбины с переменной скоростью вращения имеют константы инерции вращения, сравнимые с таковыми у обычных генераторов [3]. Как следствие, обычно считается, что ветротурбины могут обеспечивать инерцию вращения [2]. С другой стороны, фотоэлектрические установки не имеют вращающихся масс [3], имеющих постоянную инерции $H = 0$ [6]. Что касается эквивалентной оценки инерции для ЕС и с учетом усредненной скрытой инерции ВЭС изменение инерции уменьшается примерно на 0,3 с, что соответствует. Учет скрытой инерции ветротурбины с переменной скоростью вращения приводит к меньшему уменьшению эквивалентной инерции.

Способы управление частотой ВИЭ.

Поддержание постоянной частоты очень важно для электроэнергетической системы. Для обеспечения поддержания постоянной частоты в системе должна балансироваться генерация и нагрузка. Следовательно, стабильность частоты соблюдается при способности системы поддерживать рабочую частоту, близкую к номинальной (50 или 60 Гц) [6]. Традиционная схема управления частотой включает в себя три этапа: первичный, вторичный и третичный. Первичное управление частотой работает в масштабе времени до нескольких десятков секунд и использует регулятор для регулировки входной механической мощности вокруг заданного значения на основе местного отклонения частоты. Вторичное управление частотой устраняет стационарное отклонение частоты, создаваемое из-за компенсации реактивной мощности. Встроенный контроллер изменяет уставку регулятора турбины, чтобы вернуть частоту к номинальному значению. Временной масштаб обычно составляет от секунд до 15 минут после отклонения. Третичное управление частотой используется для снятия перегрузок передачи, а также его основной целью является выполнение экономически эффективной диспетчеризации генерации. Как говорилось выше, генерация ВИЭ значительно снижает инерцию, что приводит к отклонениям частоты из-за дисбаланса генерации и нагрузки. Следовательно, необходимо, чтобы ВИЭ поддерживали мощность при возмущениях и тем самым способствовали регулированию частоты.

Фотоэлектрические электростанции могут использовать аккумуляторные системы хранения энергии такие как, батареи, конденсаторы и т.д., что способствует обеспечению дополнительной активной мощности. Также можно эксплуатировать генерирующие блоки ниже их оптимальной точки выработки, это будет делаться с целью запаса активной мощности для подачи в сеть в случае падения частоты. Такой метод называется «метод разгрузки» [2].

Также, как и в фотоэлектрических электростанциях ветряные электростанции могут использовать аккумуляторные системы хранения энергии для обеспечения дополнительной мощности. Ветряные турбины могут регулировать частоту, управляя углом наклона. Увеличение угла наклона при постоянной скорости ветра позволяет поддержание скорости вращения ротора в точке максимальной мощности. Следовательно, имеется определенный запас активной мощности для обеспечения дополнительной генерации в случае отклонения частоты. Что касается обеспечения инерционного отклика от ветроустановок, то основной идеей является увеличение выходной мощности на несколько секунд. В управление активной мощностью вводятся один или несколько дополнительных контуров, которые активируются только при изменении частоты. И лопасти, и инерция ротора затем используются для обеспечения первичной частотной характеристики в условиях дисбаланса мощности. Кинетическая энергия, запасенная во вращающихся массах, подается в сеть как дополнительная активная мощность.

Вывод.

Нетрадиционная энергетика – это весьма прогрессивная область хозяйства, науки и техники. Что касается ветрогенераторов, они имеют значения инерции, аналогичные обычным генераторным установкам – от 2 до 6 с в зависимости от технологии – что обычно считается «имитируемой скрытой инерцией». При использовании

ВИЭ необходимо учитывать снижение инерции и, следовательно, отклонения частоты. Необходимо применять стратегии для поддержания баланса частоты, так как поддержание постоянной частоты очень важно для электроэнергетической системы.

Литература

1. Continental europe operation handbook - p1, Tech. rep., European Network of Transmission System Operators for Electricity.
2. D'hulst R. et al. Voltage and frequency control for future power systems: the ELECTRA IRP proposal //2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST). – IEEE, 2015. – С. 245-250.
3. Morren J. et al. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control //IEEE Transactions on power systems. – 2006. – Т. 21. – №. 1. – С. 433-434.
4. Бальзанников М. И., Елистратов В. В. Возобновляемые источники энергии. – 2008.
5. Гилула М. М. Множественная модель данных в информационных системах. – Наука, 1992.

РАННЯЯ ИДЕНТИФИКАЦИЯ ВОЗГОРАНИЙ В ПОМЕЩЕНИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГРУППЫ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

Свириденко А.С., Кропотова С.С., Волков Р.С., Стрижак П.А.

Научный руководитель доцент Р.С. Волков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пожары в помещениях разного назначения являются актуальной проблемой всего мирового сообщества [1–3,5]. В мировом научном сообществе острой является проблема повышения огнестойкости зданий [3]. Основное направление в области пожарной безопасности является обнаружение очага возгорания [5,6]. Характеристики горения типичных отделочных веществ и материалов позволит использовать моделирование для оценки поведения очага возгорания [4]. Цель работы – установление наиболее подходящий для идентификации возгораний в помещении комбинации средств измерений и регистрации.

Для проведения исследований применялся экспериментальный комплекс (рис.). Экспериментальный комплекс включал: огнеупорный стенд, регистрирующие устройства и системы, щит автоматики. Сбор и запись информации осуществлялась на ПК. Огнеупорный стенд сконструирован и смонтирован в виде полого параллелепипеда. Геометрические размеры последнего 1,5×1×1,25 м. Внутри стенда размещался модельный очаг. Также в полости стенда расположены точечные детектеры, а также высокоскоростной пирометр. Сигналы с последних подаются на щит автоматики (рис. 1).



Рис. Вид основных элементов измерительного комплекса: 1 – термопары; 2 – высокоскоростной пирометр; 3 – газоаналитическая система; 4 – пожарный извещатель пламени; 5 – пожарный извещатель тепловой; 6 – пожарный извещатель дымовой; 7 – видеокамера; 8 – приточная вентиляция; 9 – вытяжная вентиляция

Экспериментальные исследования проводились по следующей методике. Модельный очаг выкладывался на металлический поддон. Очаг разжигался равномерно по всей площади поверхности (при помощи газовой горелки). При этом общее время розжига составляло от 10 до 90 секунд. При проведении исследований зарегистрированы следующие стадии пожара. Начало тления материала под воздействием пламени от газовой горелки при отсутствии пламенного горения последнего характеризуется начальной стадией. Процесс неустойчивого, быстро прекращающегося (в случае отсутствия пламени газовой горелки) горения, определяющий момент перехода пожара от начальной в развитую стадию) характерно для стадии разгорания. Процесс сгорания горючего материала при наличии визуально наблюдаемого пламени – пламенное горение. Процесс сгорания горючего материала при отсутствии визуально наблюдаемого пламени характерен для стадии тления. Осуществлялась регистрация температуры в экспериментальном боксе при помощи термопары, температуры поверхности очага горения с использованием пирометра, также высота пламени при помощи извещателя пламени. Для регистрации концентрации частиц дыма применялся извещатель дымовой, концентрации газообразных продуктов пиролиза регистрировалась газоаналитической системой на основе газоанализатора.

По результатам экспериментов сформулированы основные заключения:

1. Зарегистрированы минимальные пороги, необходимые для срабатывания различных типов извещателей с вероятностью 100 %: пламени – высота пламени не менее 0,02 м при удалении очага от датчика не более 2 м, высота пламени не менее 0,05 м при удалении очага от датчика на 2-5 м, высота пламени не менее 0,15 м при удалении очага от датчика более чем на 5 м; тепловые – скорость роста температуры газовой среды в окрестностях датчика не менее 1 °C/с при температуре газовой среды 55 °C и выше; дымовые – концентрация продуктов пиролиза в воздухе не менее 2 г/м³ для линолеума, 24 г/м³ для древесины; 32 г/м³ для бумаги и картона. Показано, что вследствие ложных срабатываний пожарных извещателей, либо, напротив, их малой чувствительности, для безошибочной и успешной идентификации момента возгорания различных материалов (и, как следствие, начала процесса тушения) целесообразно использование не менее двух различных типов датчиков (тепловых, дымовых или датчиков излучения пламени): древесины или линолеума – дымовых и излучения пламени; бумаги или картона – тепловых и излучения пламени. Такой подход позволяет повысить вероятность обнаружения пожара практически до 100 %. Обосновано, что в качестве подтверждающего возгорание или интенсивный пиролиз на стадии до пламенного горения сигнала следует использовать информацию о концентрации O₂, CO₂ и CO в помещении (полученную с использованием системы газоанализа): через 40-50 с с момента возгорания концентрация O₂ снижается с 20,5 % до 18,5-20 %, значения CO₂ и CO возрастают до 0,5-2 % и 0,15-0,5 %, соответственно. При отсутствии пламенного горения (как следствие, не срабатывания датчиков пламени) при малых (менее 10-20 г) массах горючего материала время реакции системы газоанализа (изменение концентрации O₂, CO₂ и CO в указанных выше диапазонах) в ряде случаев может быть в 1,5-2 раза меньше времен срабатывания пожарных извещателей (дымовых и тепловых). Вышеперечисленные факторы и диапазоны параметров следует использовать для запуска системы пожаротушения;

2. Момент полного тушения пожара (прекращения тления) и, как следствие, остановки процесса подачи тушащего состава можно определить при анализе трендов изменения средней нормализованной интенсивности изображения с видеокамеры: после прекращения тления скорость снижения во времени средней нормализованной интенсивности изображения стремится к нулю и не превышает значений 0,0002 с⁻¹ (выходит на определенную асимптоту).

Исследования выполнены при поддержке гранта РФФИ (проект 21-19-00009, <https://rscf.ru/en/project/21-19-00009/>).

Литература

1. Bonner, M., Wegrzynski, W., Papis, B.K., Rein, G. A top-down, statistical approach to understand the fire performance of building facades using standard test data // *Building and Environment*. – 2020. – V.169. – 106540.
2. Festag, S. The Statistical Effectiveness of Fire Protection Measures: Learning from Real Fires in Germany // *Fire Technology*. – 2021. – V. 57. – P. 1589–1609.
3. Himoto, K., Conceptual framework for quantifying fire resilience – A new perspective on fire safety performance of buildings // *Fire Safety Journal*. – 2021. – V. 120. – 103052.
4. Moon, M.H., Kim, H.J., Min, S.G., Kim, S.C., Park, W.J. Simulation of Indoor Fire Dynamics of Residential Buildings with Full-Scale Fire Test // *Sustainability*. – 2021. – Vol. 13. – P. 4897.
5. Sheng, D., Deng, J., Zhang, W., Cai, J., Zhao, W., Xiang, J. A Statistical Image Feature-Based Deep Belief Network for Fire Detection // *Complexity*. – 2021.
6. Yuan, L., Thomas, R.A., Rowland, J.H., Zhou, L. Early fire detection for underground diesel fuel storage areas // *Process Safety and Environmental Protection*. – 2018. – V. 119. – P. 69–74.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ В ЗАДАЧАХ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Солодников Н.А.

Научный руководитель доцент Р.А. Уфа.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время все большую распространенность в электроэнергетике получают распределенная генерация и возобновляемые источники электроэнергии. Благодаря этому появляются расширяются возможности обеспечения энергией районов, расположенных на изолированных от энергосистемы территориях. Россия активно увеличивает объемы альтернативной энергетики. Например, компания «Фортум» – лидер в области возобновляемой энергетики в России – только в прошлом году ввела в эксплуатацию ветряные электростанции суммарной мощностью 478 МВт, а суммарный портфель «Фортума» и его совместных предприятий составляет примерно 3,4 ГВт мощностей ветряной и солнечной энергетики; между тем на 2025–2027 годы уже запланировано строительство ветряных электростанций еще на 1,3 ГВт [1]. Данные технологии могут быть применены, в частности, для нефтяных месторождений, расположенных на значительном расстоянии от объединенной энергосистемы.

Однако внедрение возобновляемых источников электроэнергии (ВИЭ) имеет ряд сложностей, одной из которых является поддержание баланса потребляемой и генерируемой мощности для регулирования частоты в сети. Генераторы возобновляемых источников, в отличие от традиционных турбо- и гидрогенераторов, не обладают достаточным моментом инерции для обеспечения запаса устойчивости, в то же время ВИЭ зависят от нерегулируемых параметров, таких как скорость ветра в случае использования ветрогенераторов или интенсивности солнечного излучения в случае применения солнечных панелей. Следовательно, мощность, выдаваемая в сеть, нестабильна. Способность синхронного генератора реагировать на возможные небалансы характеризуется таким параметром, как максимальная скорость открытия клапанов, подающих пар в турбину, данный параметр ограничен в силу конструктивных особенностей генератора. Таким образом, при совместной изолированной работе синхронного генератора и ВИЭ, возникает проблема возникновения колебаний, которые могут нарушить устойчивость работы синхронного генератора.

Для подтверждения данного явления смоделирована система, состоящая из синхронного генератора, приводимого во вращение паровой турбиной, ветрогенератора, нагрузки и шины бесконечной мощности (ШБМ), необходимой для начального задания частоты в системе. На пятой секунде моделирования происходит отключение ШБМ, при этом синхронный генератор и ветрогенератор продолжают совместную работу изолированно. На восьмой секунде генерация ВИЭ начинает стремительно снижаться, происходит моделирование небаланса, вследствие снижения ветра. Далее рассматриваются два варианта развития событий. В первом сценарии синхронный генератор имеет высокую максимальную скорость открытия клапанов и в ходе возникновения небаланса сохраняет устойчивость (Рис. 1).



Рис. 1. Зависимость частоты от времени (высокая скорость открытия клапанов)

Во втором случае, когда генератор не может обеспечить необходимую скорость реагирования, происходит нарушение устойчивости. Наблюдаются нарастающие колебания частоты в сети, способные привести к отключению генерации (Рис. 2).

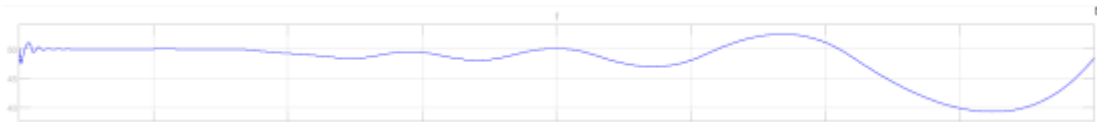


Рис. 2. Зависимость частоты от времени (низкая скорость открытия клапанов)

Одним из вариантов решения проблемы первичного регулирования частоты, применяемой для возобновляемых источников электроэнергии, является применение систем накопления энергии Battery Energy Storage Systems (BESS). BESS представляют собой аккумуляторные батареи, которые могут накапливать энергию из разных источников и высвобождать ее при необходимости поддержания баланса генерируемой и потребляемой мощности. BESS состоит из одной или нескольких батарей и может использоваться для балансирования электрической сети, обеспечения резервного питания и повышения стабильности сети [2]. Для оценки возможности применения систем накопления энергии в работе рассматриваемой работе [3] было произведено моделирование электроэнергетической системы в программной среде MATLAB. Для этого составлена система, состоящая из генератора, линий электропередачи, энергосистемы с мощностью короткого замыкания 500 МВА в роли ШБМ, системы накопления энергии, нагрузки и трансформаторов.

Система накопления энергии состоит из накопительного элемента и системы преобразования энергии. Накопительный элемент запасает электрохимическую энергию и представляет из себя литий-ионный аккумулятор большой емкости. Система преобразования же, в свою очередь, построена на базе инвертора, подключенного к шине переменного тока, а также системы управления, формирующей направление и величину перетока мощности в системе. Для осуществления управления накопителем системой управления одновременно контролируются частота в сети и величина заряда батареи. На основе данных показателей формируются сигналы для заряда или разряда накопителя. Так, во время падения частоты, что свидетельствует о дефиците активной мощности в энергосистеме, батарея будет разряжаться, выдавая мощность в сеть, во время повышения же частоты система будет работать на заряд батареи, таким образом, поддерживая баланс активной мощности в энергосистеме и сглаживая возможные небалансы. Управление согласуется с величиной заряда батареи для защиты аккумуляторов от максимума и минимума заряда, что обеспечивает увеличение срока службы оборудования. Блоки контроля частоты и уровня заряда построены на базе ПИ-регулятора. Чтобы изучить влияние накопителя на энергосистему, была создана тестовая модель распределительной сети, основными элементами которой являются ветрогенератор мощностью 2,5 МВт, BESS мощностью 1,5 МВт, синхронный генератор мощностью 7,5 МВт, ШБМ с мощностью короткого замыкания 500 МВА в роли энергосистемы и нагрузка мощностью 10,3 МВт.

В первом опыте моделируется случай отключения ШБМ на 2,5 секунды. Скорость ветра, была сохранена постоянной и равной номинальному значению (11,5 м/с), при которой ветрогенератор выдает мощность 2,5 МВт. Моделируются два случая: при наличии системы накопления энергии и без нее. Результаты моделирования выражены в зависимостях частоты от времени для двух случаев, построенных в одних осях (Рис. 3). Также для опыта с BESS построена зависимость выдачи мощности батареей от времени (Рис. 4).

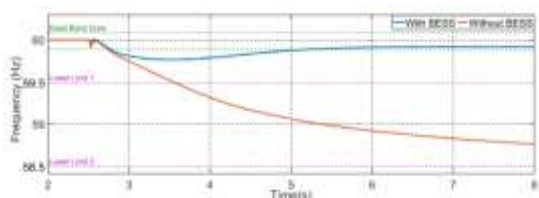


Рис. 3. Зависимость частоты от времени в сети с BESS и без BESS [3]

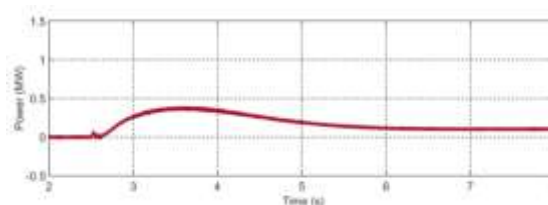


Рис. 4. Выдача мощности системой BESS [3]

Таким образом, можно наблюдать, что во время отключения ШБМ, система накопления энергии, определив снижение частоты в системе, начинает высвобождать мощность, накопленную батареей, и тем самым компенсировать дефицит активной мощности, не позволив частоте продолжить снижение, как в случае без использования системы BESS. В следующем опыте мощность вырабатываемая ветрогенератором изменяется из-за непостоянности ветра (рис. 5). В данном сценарии моделирование длится 20 секунд, энергосистема остается подключенной в ходе всего времени моделирования.

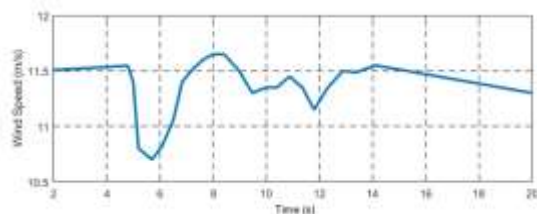


Рис. 5. Зависимость скорости ветра от времени [3]

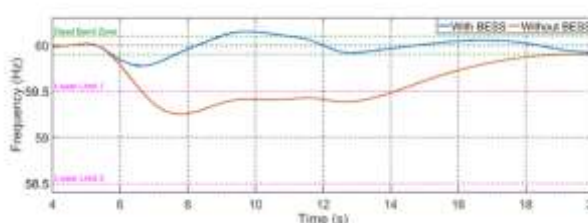


Рис. 6. Зависимость частоты от времени в сети с BESS и без BESS [3]

На рисунке 6 можно наблюдать, как в критический момент изменения мощности (происходит между 5 и 14 секундами) в системе без BESS, частота упала ниже первого предела, в этом случае у системы было бы 30 секунд, чтобы восстановить частоту, но скорость ветра вернулась к норме. Однако, в энергосистеме оснащенной BESS колебания частоты были значительно менее выражены, практически укладываясь в допустимый диапазон. Как видно из представленных результатов, система накопления энергии может эффективно демпфировать колебания генерируемой активной мощности, вызванные особенностями возобновляемых источников энергии, в частности ветрогенераторов.

Литература

1. Мнимые и реальные проблемы ветровой энергетики // Независимая газета URL: https://www.ng.ru/energy/2022-02-07/12_8365_problems.html (дата обращения: 05.11.2022).
2. Battery energy storage // Siemens Energy URL: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/storage-solutions/battery-energy-storage.html> (дата обращения: 05.11.2022).
3. Vargas R. Z. et al. Energy storage system integration with wind generation for primary frequency support in the distribution grid // Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE. – 2020. – Т. 1. – №. 1.

ЗАЩИТЫ В СЕТЯХ MICROGRID И СЕТЯХ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Старовойтов Д.Э.

Научный руководитель доцент Р.А. Уфа.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

MicroGrid – автономная, изолированная сеть, которая включает в себя перечень генерирующих источников и потребителей. В таких сетях источники могут использоваться обособленно: дизель, газ, малые ГЭС и т.д. Либо в виде комбинации нескольких традиционных источников. Так же могут быть включены возобновляемые источники электрической энергии, но их участие в сети может быть обременительно, так как необходим достаточный резерв по активной мощности, чтобы гарантировать бесперебойное электроснабжение потребителей [3]. Сети MicroGrid могут быть реализованы как на базе постоянного тока, так и на базе переменного тока. Постоянный ток позволяет передавать мощность с большим КПД, так как у него отсутствует «паразитная» реактивная мощность, а также благодаря меньшим потерям за счёт распределения тока равномерно по сечению проводника. Но и недостатков у сети на постоянном токе достаточно: сложность в изменении уровня напряжения, так как требуются преобразователи более сложной конструкции и ключи, способный выдержать высокое напряжения; более сложная конструкция приборов на основе постоянного тока, что делает их менее надёжными и затратными. Так же при возникновении КЗ, прерывания постоянного тока, в отличие от переменного, не имеют естественного нулевого значения. Для реализации таких прерываний нужно использовать выключатели специальной конструкции, но рассеивать то накопившееся тепло предстоит им самим, что прилично усложняет устройство [5]. Касаемо сетей MicroGrid на базе переменного тока, в большинстве случаев основная проблема заключается в том, что большая часть источников подключены к сети при помощи инверторных преобразователей, и при КЗ величина тока, подпитывающего его, составляет приблизительно $(1,2 - 2) I_{ном}$, что создаёт проблемы при их обнаружении и селективном отключении места повреждения. В частности, значение тока короткого замыкания при подключении распределенной генерации на основе преобразователя напряжения может достигать 100–400 % от номинального тока, а при использовании синхронных или асинхронных генераторов – 500–1000 %.

Так же сформулируем другие проблемы системы MicroGrid [1]:

Сеть MicroGrid может работать в двух режимах: в режиме параллельной работы с распределительной сетью, либо островном режиме. При переходе от работы в параллели с системой к самостоятельной работе, эквивалентное сопротивление источников питания станет значительно выше, что приведёт к падению уровня токов КЗ.

Из-за наличия различных распределённых источников питания, направление токов в нормальных режимах работы может меняться, что может приводить к некорректному срабатыванию защит.

При наличии распределённых источников может меняться не только направление токов нормального режима, но и аварийного. Это приводит к тому, что необходимо использовать защиты с реле мощности, для определения направления тока, а также учитывать режимы как в параллельной работе с системой, так и самостоятельной работы.

Защита сети MicroGrid может сработать при КЗ на смежном присоединении при работе с системой, что будет обусловлено вышеупомянутыми проблемами в настройке защит.

Ложное срабатывание защит MicroGrid на отпайке от ЛЭП при её АПВ.

Рассмотрим проблемы применения традиционных типов защит в сетях MicroGrid:

Токовая защита:

Из-за наличия реверсивного потока при КЗ, невозможность определения места повреждения.

Большая выдержка при удалённых КЗ.

Недостаточная чувствительность при самостоятельной работе MicroGrid, из-за больших переходных сопротивлений.

Нарушение селективной работы защит при повышенных токах КЗ. Например, при близких трёхфазных КЗ.

Защита по напряжению:

Трудность настройки защиты из-за необходимости учёта всех возможных режимов и конфигураций.

Снижение чувствительности при параллельной работе с сетью.

Возможность несрабатывания защиты при самостоятельной работе MicroGrid, из-за больших переходных сопротивлений.

Дистанционная защита:

Недостаточная чувствительность при установке на недостаточно длинных ЛЭП и при наличии большого переходного сопротивления.

Некорректная работы защиты при включении большого количества ветроэнергетических установок.

Допущение в расчётах, касаемое того, что сопротивление ВЭУ учитывается постоянной величиной может привести к ложным срабатываниям защиты.

Дифференциальная защита:

Неправильная работа защиты в сетях со сниженным током КЗ.

Необходимость дополнительных затрат на резервный канал связи.

Наиболее дешёвым решением данных проблем будет являться усовершенствование уже существующих защит, которые уже и так имеют широкое применение. Наличие реверсивного движения токов вынуждает нас включить в состав защиты обязательным элементом реле направления мощности. Дополнительно нам необходимо иметь возможность переключаться между наборами уставок для самостоятельной работы и работы с общей сетью.

Одним из самых простых и распространённых способов усовершенствования токовых защит и защит напряжения является их объединение, что создаст более совершенный тип защиты. Иные методы включают в себя

машинное обучение и вейвлет-преобразование. Рассмотрим метод объединения защит по току и напряжению: на гибридной характеристике мы видим 3 оси. Ось M_I – отношение измеряемого тока к номинальному, так же справа изображена стандартная характеристика срабатывания реле тока. Ось M_V – отношение измеряемого напряжения к номинальному. На рисунке 1 мы видим, что, чем меньше напряжение, тем меньший ток и с меньшей выдержкой по времени спровоцирует срабатывание защиты, а также защита не сработает при перегрузках, так как уровень напряжения останется прежним [7].

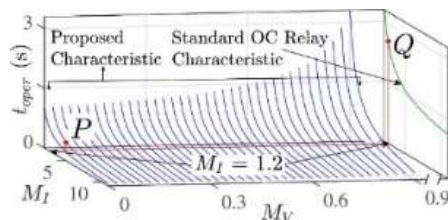


Рис. 1. Предлагаемая гибридная характеристика отключения и стандартная характеристика реле ОС

Одним из способов усовершенствования дистанционной защиты является метод сравнения кажущегося сопротивления с реальным сопротивлением по фазам линии. В таком случае любая разница между двумя этими значениями будет указывать на наличие короткого замыкания и необходимость немедленного отключения линии. На рисунке мы видим, что D – коэффициент локализации неисправности, благодаря которому при вычислениях и выявляется различие в сопротивлениях. В других линиях так же будет присутствовать некоторый ток КЗ, но коэффициент D будет близок к единице, и разница сопротивлений будет несущественна [2].

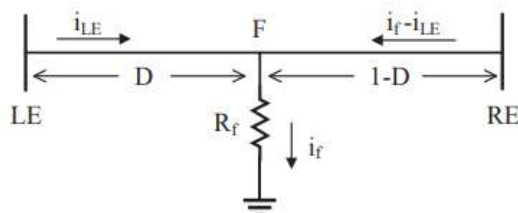


Рис. 2. Однолинейная схема линии электропередачи с симметричным повреждением вдоль нее

Самым удачным из предложенных методов использования дифференциальной защиты в сетях MicroGrid является метод, представленный на рисунке 3. В нём каждое реле связано с соседним и постоянно контролирует текущее направление тока. Как только фиксируется изменение направления протекания тока, повреждённый участок изолируется. [6].

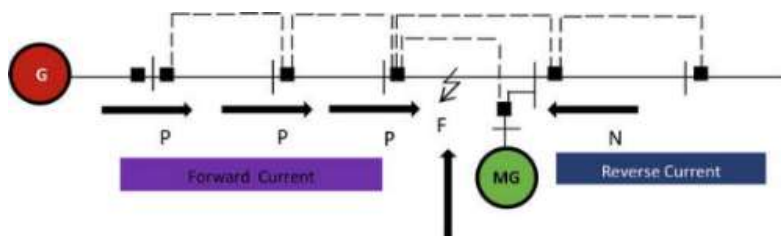


Рис. 3. Метод дифференциальной защиты с микроконтроллерами

Литература

1. Илюин П.В., Вольный В.С., обзор методов решения проблемных вопросов функционирования устройств защиты в MicroGrid напряжением до 1 кв с распределенными источниками энергии https://www.eriras.ru/files/verstka_stati_ilyushin_p.v._volnyy_v.s._final.pdf
2. Mohammadi S. et al. A pilot-based unit protection scheme for meshed microgrids using apparent resistance estimation //International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2021. – Т. 126. – С. 106564.
3. Официальный сайт Control Engineering [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://controlengrussia.com/otraslevye-resheniya/microgrid/>
4. Официальный сайт ELECTRIC-220.RU [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://electric-220.ru/news/chto_takoe_postojannyj_tok/2012-03-31-101
5. Официальный сайт Diodov.net [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://diodov.net/postoyannyj-i-peremennyj-tok-preimushhestva-i-nedostatki/>
6. R. Microgrid Protection Systems [Text] / R. Mylavarapu and Suraparaju Venkata Naga Lakshmi Lalitha // IntechOpen. – 2019. – P. 1–25 <https://www.intechopen.com/chapters/67665>
7. Chakraborty S., Das S. Communication-less protection scheme for AC microgrids using hybrid tripping characteristic //Electric Power Systems Research. – 2020. – Т. 187. – С. 106453.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ ИСТОЧНИКА ЭНЕРГИИ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Толмачев М.А.

Научный руководитель старший преподаватель В.В. Гречушников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Попутный газ, получаемый в ходе добычи нефти и газа, часто является проблемой для производителей. Традиционно, попутный газ сжигают на месте, что приводит к высоким выбросам вредных веществ и энергетическим потерям. Однако, использование попутного газа в качестве источника энергии может решить эти проблемы.

Технология сжигания попутного газа в качестве источника энергии включает в себя несколько этапов: сбор, транспортировка, очистка.

Очистка состоит из: осушки; удаления механических примесей; сероочистки; отбензинивания (извлечение жидких углеводородов C_{3+} и выше); удаления негорючих компонентов газа (азот, двуокись углерода); охлаждения; компримирования. [1]

После очистки газа, он направляется в газовую турбину, в состоянии, соответствующем условиям, описанным в источнике [2]. Энергия, выделяемая при сжигании, приводит в действие лопасти турбины генератора, который связан с ротором для производства электроэнергии. Стоит отметить о повышенных требованиях, которые обусловлены более высокими рабочими температурами.

Одним из основных преимуществ использования попутного газа в качестве источника энергии является возможность сократить выбросы вредных веществ в атмосферу. Это достигается путем установки специальных систем очистки газа, которые удаляют из него все вредные примеси.

Кроме того, использование попутного газа в качестве источника энергии позволяет снизить затраты на топливо и улучшить экономическую эффективность добычи нефти и газа. Более того, это способствует повышению безопасности на месторождениях, так как уменьшает количество попутного газа, который может быть взрывоопасным.

В целом, использование попутного газа в качестве источника энергии имеет множество преимуществ и может быть выгодным для компаний, занимающихся добычей нефти и газа. Однако, чтобы максимально использовать попутный газ, необходимо учитывать следующие факторы:

Во-первых, необходимо обеспечить стабильный и надежный источник газа для энергетической установки. Для этого может потребоваться использование специальных средств для сбора и транспортировки попутного газа.

Во-вторых, необходимо проводить регулярное техническое обслуживание энергетических установок, включая газовые турбины. Это поможет обеспечить надежность работы и продлить их срок службы.

Наконец, необходимо учитывать экологические последствия использования попутного газа. В некоторых случаях, сжигание попутного газа может привести к выделению вредных веществ, которые могут негативно влиять на окружающую среду. Поэтому важно выбирать правильную технологию очистки газа и следить за соответствием экологическим нормам. [3-5].

Подводя итоги, использование попутного газа в качестве источника энергии на нефтегазовых месторождениях является перспективным направлением развития энергетики. С помощью современных технологий сжигания газа и систем очистки, компании могут не только решить проблему утилизации попутного газа, но и повысить эффективность своей деятельности, снизить затраты на топливо и улучшить экологическую ситуацию в регионе.

Литература

1. Казанчева А.Н. Утилизация попутного нефтяного газа с помощью газотурбинной установки // Самара: Тюменский индустриальный университет (быв. ТГНУ), 2017
2. Межгосударственный стандарт ГОСТ 24278-2016 "Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования" С изменениями: (26 февраля 2021 г.) // URL: <https://mooml.com/d/gosty/40274/> (дата обращения: 15.03.2023).
3. Манукян М.М. Анализ существующих технологий переработки попутного нефтяного газа в России // CYBERLENINKA. - 2022
4. Gas Utilization Options for Associated Gas. Oil and Gas Facilities Magazine. July-August 2018
5. Тумашев Р. З., Бодров Н. Г. Когенерационная газотурбинная установка на попутных нефтяных газах с высоким содержанием тяжелых углеводородов // CYBERLENINKA. – 2012

СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СЕТЕВЫМИ ИНВЕРТОРАМИ ПО ПРИНЦИПУ «ВЕДУЩИЙ»

Уманский И.В.

Научный руководитель ассистент А.Б. Аскаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На текущий момент одним из актуальных направлений развития энергетического сектора как в России, так и в различных странах мира является применение гибридных электрических сетей, совмещающих в себе технологии переменного и постоянного токов, как показано на рисунке 1 [1]. Для возможности объединения двух токов широко используются силовые преобразователи электрической энергии различных топологий и модификаций [2]. За счет этого активными темпами происходит внедрение в электрические сети современных объектов генерации и накопления электрической энергии [3]: ветроэнергетических установок, фотоэлектрических установок, аккумуляторных накопителей, топливных элементов (ТЭ) и др. С целью согласования уровня напряжений в сети постоянного тока используются повышающие преобразователи постоянного тока (DC-DC преобразователи), после чего устанавливается сетевой инвертор (DC-AC преобразователь) для подключения совокупной установки в сеть переменного тока.

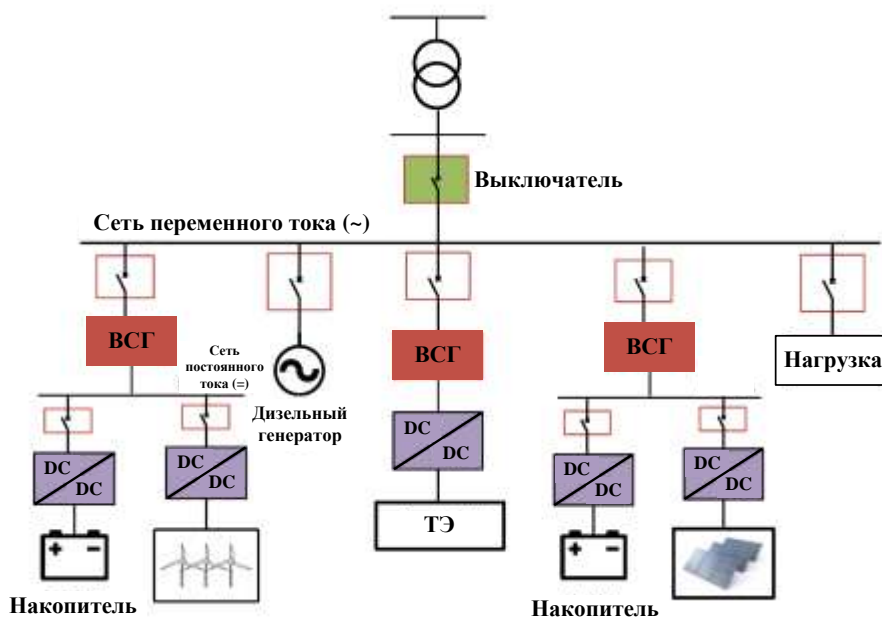


Рис. 1. Структура современных гибридных электрических сетей

Одной из ключевых проблем в гибридных электрических сетях является значительное увеличение количества объектов, подключаемых к сети не напрямую, а с помощью силовой полупроводниковой техники. В результате этого динамика функционирования таких сетей, как и их динамические свойства и характеристики разительно отличаются от традиционных сетей переменного тока [4]. Последнее в первую очередь определяется быстродействующей системой управления сетевыми инверторами и заложенными в нее алгоритмами. При классическом подходе к управлению DC-AC преобразователем последний можно представить как управляемый источник тока, основной задачей которого является выдача максимально доступной активной мощности в соответствии с используемым алгоритмом системы слежения за максимальной точкой мощности [5]. В то же время такой подход к управлению не подразумевает участие объекта генерации в регулировании напряжения или частоты сети, а синхронизация установки с сетью осуществляется с использованием блока фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ), который использует в качестве входного сигнала трехфазное напряжение в точке подключения установки к сети. Таким образом сетевой инвертор является «ведомым» сетью, поскольку качество и возможность синхронизации объекта генерации напрямую зависят от условий работы внешней сети. Например, при коротких замыканиях в сети может произойти потеря устойчивости ФАПЧ и генерирующей установки в целом, а обеспечение устойчивого функционирования ФАПЧ в условиях слабой сети, когда величина отношения короткого замыкания в точке подключения установки к сети является достаточно низкой, является труднореализуемым и в настоящий момент рассматривается как один из вызовов в управлении силовыми преобразователями [6].

Из вышесказанного закономерно следует, что в настоящий момент предлагается альтернативный подход к управлению сетевыми инверторами генерирующих установок, при котором преобразователь работает в режиме «ведущего», т.е. задающего частоту и напряжение в электрической сети [7]. В рамках данного подхода предлагаются различные алгоритмы управления, которые систематизированы на рисунке 2. Первым принципом управления по типу «ведущего» являлось управление на основе статизма. Однако недостатками такой системы управления является отсутствие возможности введения виртуальной инерции для имитации с помощью сетевого инвертора инерционного отклика, а также использование блока ФАПЧ для синхронизации. Наибольшее распространение на данный момент

получила система управления на основе алгоритма виртуального синхронного генератора (ВСГ) [8], в рамках которой осуществляется имитация свойств и характеристик традиционной синхронной машины, становится возможным отказ от блока ФАПЧ для синхронизации установки с сетью, а также обеспечивается устойчивость функционирования сетевого инвертора в изменяющихся условиях работы сети и при различных возмущениях.

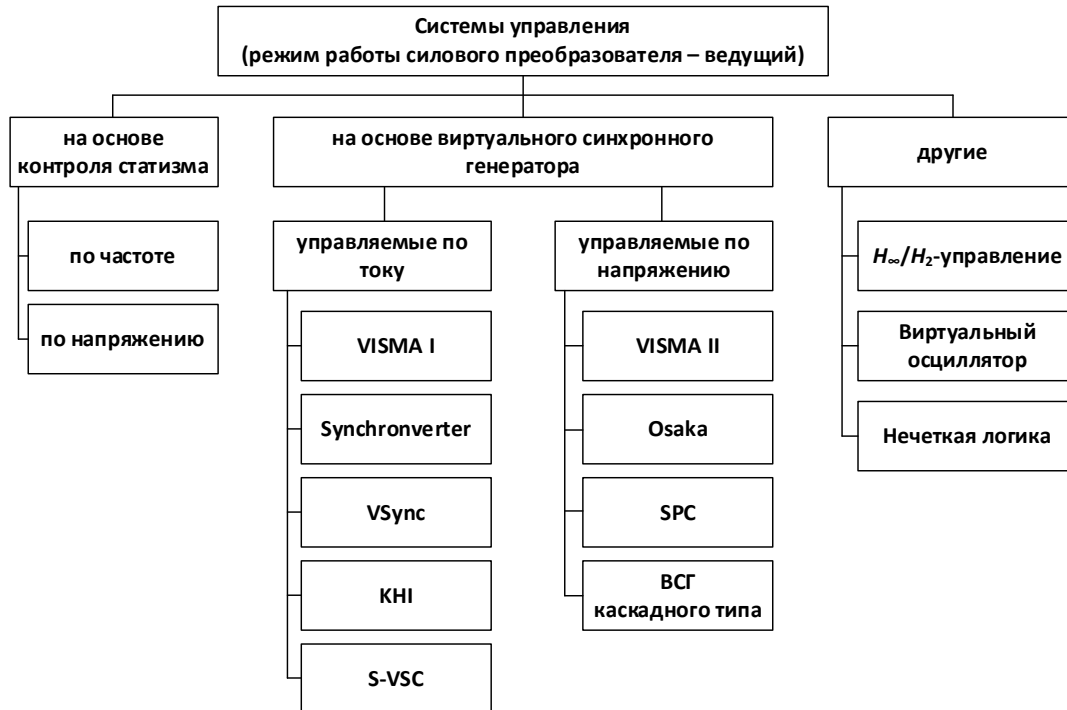


Рис. 2. Классификация систем управления сетевыми инверторами по принципу «ведущий»

В то же время, как видно из рисунка 2, для систем управления на основе ВСГ предлагается множество структур и схемно-алгоритмических решений, обладающих своими преимуществами и недостатками [9]. В связи с этим дальнейшая работа будет направлена на анализ и формирование структуры ВСГ, позволяющей обеспечить устойчивость работы генерирующей установки с инверторным включением в широком многообразии схемно-режимных условий сети, а также иметь необходимые величины запаса без необходимости установки дополнительного оборудования.

Литература

- Илюшин П. В. Интеграция электростанций на основе возобновляемых источников энергии в Единую энергетическую систему России: обзор проблемных вопросов и подходов к их решению // Вестник МЭИ. – 2022. – № 4. – С. 98-107.
- Горбунов А. С., Алибаев Ф. Н. Применение полупроводниковых преобразователей электрической энергии в электроэнергетике // Вестник современных исследований. – 2018. – № 8.3. – С. 231-233.
- Дворкин, Д.В. и др. Применение систем векторного управления режимами электропередачи переменного тока в условиях широкого развития ВИЭ // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2022. – № 2 (87). – С. 21–27.
- Симонов А.В. и др. Способы обеспечения устойчивой работы ветроэнергетических установок ветровых электростанций в составе отечественных распределительных электрических сетей // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2022. – № 3 (72). – С. 60–70.
- Соснина Е.Н. и др. Повышение эффективности использования возобновляемых источников энергии в составе виртуальной электростанции на основе мультиагентного управления // Вестник Чувашского университета. – 2022. – № 3. – С. 103–113.
- Булатов Ю.Н. и др. Исследование режимов работы изолированной системы электроснабжения с управляемыми установками распределенной генерации, накопителями электроэнергии и двигательной нагрузкой // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2021. – Т. 23, № 5. – С. 184–194.
- Rosso, R. Grid-Forming Converters: Control Approaches, Grid-Synchronization, and Future Trends—A Review // IEEE Open Journal of Industry Applications. – 2021. – Vol. 2. – P. 93–109.
- Аскарлов А.Б. и др. К вопросу о современных принципах управления возобновляемыми источниками энергии на основе виртуального синхронного генератора // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2022. – № 41. – С. 5–30.
- Суворов, А.А. Синтез и тестирование типовых структур систем автоматического управления на основе виртуального синхронного генератора для генерирующих установок с силовым преобразователем // Электрические станции. – 2022. – № 3 (1088). – С. 43–57.

СОВРЕМЕННЫЕ АСПЕКТЫ В ОБЛАСТИ ТУШЕНИЯ АЗЕОТРОПНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Федорова Т.В.

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема ликвидации пожаров в нефтегазовой химии является одной из остро обсуждаемых тем в современном мире. Ниша тушения азеотропных жидкостей почти не изучена. Имеется ряд статей, направленных на изучение тушения топлива с помощью водяного тумана, в них описываются азеотропные эффект. Например, в статье [8] проводили анализ топлив JP-5, Jet A1, JP-8, которые имеют низкую летучесть и не растворяются в воде. Поджигая их и подавая воду на поверхность горящего топлива, увеличивалась скорость улетучивания горючего за счет чего, происходило кратковременное усиление интенсивности пожара.

В статье [5] авторы исследуют топливо JP-8. Над поверхностью горения топлива температура пламени достаточно высока – 650 °С, что значительно нагревает воду, подаваемую в зону пламени в качестве огнетушащего средства. И сравнивая этот опыт с типом топлива JP-8, авторы определили, что температура горения на поверхности между пламенем и топливом равна температуре кипения и составляет 225 °С, а при взаимодействии с водой, температура топлива снижалась, примерно на 25 °С. Анализ данных показал, снижение температуры топлива ниже азеотропной температуры кипения порядка 94 °С.

В статье [4] описывают реакции азеотропов на колебания давления. Сделав выводы что, если энтальпии испарения компонентов, образующих бинарный или тройной азеотроп, близки (например, все водородные связи), необходимо соблюдать осторожность при регрессии параметров азеотропа. Применена модель избыточной энергии Гиббса, поскольку расчетная чувствительность к давлению в этих случаях зависит от точности предсказания температурной зависимости коэффициентов активности. В частности, в этих случаях следует включать данные о теплоте смешения и использовать параметры, зависящие от температуры.

Полинг и другие [7] исследуют газы и жидкости в азеотропном состоянии на предмет коэффициента активности (y_i). Их эксперименты и расчеты показали, в случае если бинарная система является простой, а азеотропная смесь варьирует $0,25 < x_1$ (или x_2) $< 0,75$, то отклонение y_i от нормы почти не наблюдается. При условии, если состав азеотропной жидкости смещается в сторону разбавления концентрации, то для оценки y_i данных по азеотропам недостаточно во всем диапазоне составов. Но если состав азеотропной смеси близок к 1, то коэффициент активности (y_i) находится только один и определяется как y_2 (где $x_2 \ll 1$), эти данные необходимы для вычисления единственного подгоночного параметра в любом из однопараметрических уравнений для молярной избыточной энергии Гиббса.

Авторы в статье [6] описывают подход с интегрированным тестом фазовой стабильности и проиллюстрированной эквивалентностью, который обеспечивает эффективное средство для расчета кривых однолетучести, азеотропов и точек заземления унифицирующим образом.

Таким образом, он представляет собой общий инструмент, который предоставляет почти всю необходимую информацию для применения топологических методов синтеза, технико-экономический анализ для определения минимального энергопотребления. Авторы обращают внимание на то, что, хотя продолжение вдоль кривых нелетучести должно облегчить определение всех азеотропов, доказательство все еще отсутствует. Исследование такого доказательства и распространение на реактивные смеси, которые требуют лишь незначительных изменений в системе уравнений пинча, являются предметом будущих исследований.

Камешков и другие [1] описывают параметры состояния n-алкан – N-метилпирролидон (МП), которые взаимодействуют с другими жидкостями и образуют азеотропные смеси. Учитывая их свойства и экстракционную очистку сырья при $T_{кип.}=230$ °С не проводят.

В патенте на огнегасящие материалы [2] представлено доказательство, что азеотропная жидкость (состав вода и 95 % – этанола) не ведет себя, как однокомпонентный состав при воспламенении. Азеотропная жидкость начинает кипеть при температуре ниже температуры кипения однокомпонентной жидкости. Давление паров над азеотропной жидкостью превышает давление сравнивая с вычислениями по закону Рауля, таким образом осложняя отбор огнетушащих материалов.

Селиверстов и др. [3] провели анализ огнетушащего состава азеотропной смесью из CHF_3 , CO_2 и другие компоненты. Исследования показали, что состав имеет большую площадь покрытия пожара по классу А, В, С. Однако исследования реакции этого огнетушащего состава в тушении азеотропных жидкостей отсутствуют.

В результате анализа литературы было выявлено, что экспериментальных исследований в области изучения горения азеотропных жидкостей весьма мало. Связано это с тем, что разность видов топлива усложняет проведение экспериментов. Например, у высоколетучих топлив при добавлении воды на поверхность горения таких топлив, их летучесть почти не проявляется, несмотря на нагрев воды или топлива заранее. Но наоборот происходит с нелетучими топливами. При орошении их водой возникает стремительное усиление скорости улетучивания, приводя к значительному выбросу объемов горящего топлива. Рассматривая бассейн с водой, на поверхности которой будет находится топливо, при возгорании топлива наблюдается стремительное увеличение температурного градиента пленки горящего топлива.

Делая вывод, свойства нелетучих азеотропных жидкостей не только усложняют экспериментальные работы за счет интенсивности горения и сложности контролирования процесса, но и тушение различных видов топлив приводят к непредсказуемым последствиям. Некоторые топлива меняют свои свойства за счет азеотропного эффекта при взаимодействии с водой или огнетушащим веществом.

Например, возникает «азеотропное избыточное давление» при воспламенении жидкого топлива. Градиент температуры, создаваемый шлейфом пламени будет почти равен температуре кипения топлива в шлейфе пламени и под поверхностью горения топлива. Применяв огнетушащее вещество на основе воды (например, туман,

пенообразователь AFFF, сплошной поток и т. д.), поступающая вода будет сильно нагреваться при прохождении через пламя и в горящую жидкость. Тем самым увеличивая интенсивность пожара.

Основными современными аспектами в области тушения пожаров с азеотропными жидкостями являются:

учет азеотропных эффектов, возникающих при взаимодействии разных видов топлива и огнетушащих веществ, как следствие проработка теоретической доказательной базы;

углубленное изучение свойств азеотропных смесей и влияние их на добавляемые в систему однокомпонентных и многокомпонентных жидкостей;

разработка методических рекомендаций как по тушению азеотропных жидкостям, так и азеотропных огнетушащих веществ;

усовершенствование экспериментальных стендов с реализацией опытов по поджиганию и тушению азеотропных жидкостей.

Литература

1. Камешков А. В. и др. Образование азеотропных смесей N-метилпирролидона с углеводородами //Известия Санкт-Петербургского государственного технологического института (технического университета). – 2021. – №. 56. – С. 12-16.
2. Митчелл М. Д., Блэк Д. Ф., Миллз К. Огнегасящие материалы и системы и способы применения: заяв. пат. 2014141678А РФ. – 2019.
3. Селиверстов В. И., Стенковой В. И., Веретинский П. Г. Огнетушащий состав. – 2004.
4. Abildskov J., O'Connell J. P. On the Responses of Azeotropes to Pressure Variations //10th International Conference on Distillation and Absorption. – DECHEMA, 2014. – С. 34-39.
5. Bannister W. W., Chen C. C., Euaphantasate N. Anomalous Effects of Water in Firefighting: Increased Fire Intensities by Azeotropic Distillation Effects. – 2001.
6. Poling B. E., Prausnitz J. M., O'Connell J. P. Properties of gases and liquids. – McGraw-Hill Education, 2001.
7. Skiborowski M. Reliable and efficient calculation of azeotropes and pinch points in homogeneous and heterogeneous multicomponent distillation [Text] / M. Skiborowski, J. Bausa, W. Marquardt // Book of Full Papers - 10th International Conference on Distillation and Absorption. – 2014. – P. 149-154.
8. Xk X. et al. Study on flame expansion phenomenon in pool fire extinguished by water mist //Procedia Engineering. – 2011. – T. 11. – С. 550-559.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЭС НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Хромов М.В.

Научный руководитель доцент Н.Ю. Рубан

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На объектах нефтяной отрасли для обеспечения электроэнергией моторов насосов, редукторов давления, двигателей буровых установок, электрических блоков управления приводами распределителя, собственных нужд часто используют дизельные генераторы при отсутствии источников газа. В удаленных районах, до которых нецелесообразно проводить линии электропередачи, дизельное топливо является одним из основных средств получения энергии. Цена на данный вид энергии зачастую будет зависеть от стоимости на дизельное топливо и на его доставку. С помощью возобновляемой энергии возможно снизить потребление топлива и уменьшить нагрузку на дизельные двигатели. В данной статье проанализирована возможность комбинирования фотоэлектрических систем с аккумуляторами и дизельными двигателями. В результате статьи выявлены явные положительные факторы использования солнечно-дизельных станций.

Солнечная энергетика может стать решением данной проблемы. В местах, обладающих достаточным уровнем солнечной радиации, возможно расположение фото-дизельных энергетических систем с использованием солнечных панелей в совокупности с дизельными электростанциями. Данные системы постепенно становятся востребованными, так как цены на дизельное топливо постоянно растут, а цены на фотоэлектрические панели снижаются. Таким образом происходит экономия на дизельном топливе. Солнечная энергия часто является одним из самых экономичных видов альтернативной энергии для удаленных регионов.

Так можно выделить некоторые положительные факторы использования солнечно-дизельных электростанций [1].

Технический фактор:

Дополнительный источник энергии для собственных нужд;

Резервный источник энергии при улоуи установки аккумуляторов;

Масштабируемость системы;

Надежность солнечно-дизельных станций в качестве энергоснабжения в удаленных районах, в которых отсутствует централизованное электроснабжения.

Экономический фактор:

Сокращения затрат на собственные нужды;

Низкие эксплуатационные затраты;
Государственная поддержка солнечной энергетики.

Экологический фактор:

Во время работы уменьшается количество выбросов углекислого газа, задымления и других вредных факторов:

Нет возможности утечки топлива.

Основная задача работы заключается в том, чтоб рассмотреть перспективу солнечно-дизельных электростанций для нефтедобывающей отрасли. Гибридная солнечно-дизельная электростанция подразумевает комбинирование двух видов источников энергии. Данная система состоит из гибрида фотоэлектрической системы с аккумуляторами и дизельными генераторами. Всем этим управляет система интеллектуального управления, которая следит за тем, чтобы уделять приоритет солнечной энергии относительно дизельной и количество сгенерированной солнечной энергии в точности соответствовало спросу на неё в текущий момент, тем самым экономя ресурс дизельных двигателей и дизельного топлива. Фактически при хорошем заряде аккумуляторов или же хорошей солнечной радиации возможно получить значительную экономию дизельного топлива в дневное время суток. При переизбытке солнечной энергии возможно резервирование ее в аккумуляторы, для дальнейшего использования в отсутствии солнечной радиации.

Для решения задачи снижения затрат были проанализированы научные работы [2,3] по эксплуатации в реальных условиях солнечно-дизельных установок на дальнем севере России. Суть работ заключалась в совместном использовании солнечно-дизельных станций для экономии дизельного топлива в поселках населенностью до пяти тысяч человек. Данными изменениями в энергетической системе поселка получилось достигнуть экономию топлива до 12 процентов в год [2]. Решение, указанной авторами проблемы, предлагается для снабжения поселка, в котором преобладает смешанный тип нагрузки. В нефтедобывающих отраслях, преобладает двигательная нагрузка (электродвигатели, насосы, компрессоры, сварочные аппараты). Из-за разности типов нагрузок требуется специальная система автоматического управления солнечно-дизельных установок.

Высокий процент внедрения фотоэлектрических элементов создаст несколько критических проблем для безопасной работы замкнутой энергосистемы, включая вопросы устойчивости. Одним из возможных методов решения данной проблемы – это виртуальный синхронный генератор. Идея виртуального синхронного генератора заключается в моделировании свойств и характеристик синхронного генератора с возможностью управления ими. С помощью использования настроек виртуального синхронного генератора в системе управления инвертором можно добиться улучшения динамических характеристик, что позволит улучшить работоспособность дизельно-солнечных станций, без возможного уменьшения ресурса работы дизельных генераторов. Основной задачей виртуального синхронного генератора заключается стабилизация частоты, за счет стабильности энергосистемы при переходных процессах. Возможное улучшение совокупной работы солнечной станции и дизельного генератора в замкнутой системе в нефтяной отрасли позволит улучшить технико-экономические показатели конкретного месторождения.

Таким образом, при оптимальных показателях солнечной радиации, цен на доставку и дизельное топливо, в определенных регионах Российской Федерации актуальна установка комбинированных солнечно-дизельных станций. Что в перспективе быстро окупит солнечные панели и в дальнейшем, пока не истечет срок эксплуатации солнечной панели, будет уменьшать траты на доставку дизельного топлива.

Литература

1. Ахметишина Г.Р., Оздоева А.Х. Солнечные электростанции: эксплуатация на площадках нефтегазового комплекса» // Солнечные электростанции: эксплуатация на площадках нефтегазового комплекса» опубликована в журнале «Neftegaz.RU. - 2021. - №9. - С. 1-19.
2. В Красноярском крае открыли крупнейшую в России гибридную солнечную электростанцию // РосГидро URL: <http://www.rushydro.ru/press/novosti-v-strane-i-mire/121157.html?ysclid=lf8gub3umk528017059> (дата обращения: 14.03.2023).
3. Дмитриенко В.Н. Исследование и оптимизация структуры и состава фото-дизельных электростанций сереных поселков: дис. канд. энергетика наук: 13.03.02. - Томск, 2018. - 153 с.
4. Тремясов В. А. Зограф Я. Е. Кривенко Т. В. Оптимальное планирование солнечно-дизельной системы генерации с аккумулированием электроэнергии // Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии. - 2021. - С. 1-13.

ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ В ЦЕПЯХ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Чекушин А.С.

Научный руководитель доцент Р.А. Уфа

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Многие нефтяные месторождения России находятся в отдаленных районах страны и имеют собственные энергосистемы для обеспечения электропитанием. Они могут работать в островном (автономном) режиме или могут быть подключенными к сети. Такие энергосистемы получили название MicroGrid, которые включают в себя источники электроэнергии (генерирующие объекты) и потребителей электроэнергии. Генерирующие объекты представлены комбинацией традиционных источников, работающих на дизельном топливе (дизель-генераторы) или газе (газо-поршневые двигатели), малыми гидростанциями и возобновляемыми источниками энергии (ветроустановками и солнечными станциями). Потребителями могут быть кустовые площадки, вахтовые поселки и инфраструктура месторождения. Структура сети MicroGrid может быть реализована посредством сети переменного или постоянного тока.

Преимущества Microgrid на переменном токе:

- преобразование значения напряжения с помощью трансформатора;
- возможность передачи электроэнергии на большие расстояния;
- широкий выбор электрооборудования для использования на линии;

Главные преимущества Microgrid постоянного тока по сравнению с Microgrid переменного тока [1]:

- воздушная линия передачи постоянного тока имеет меньше проводов, чем воздушная линия переменного тока при той же передаваемой мощности;
- отсутствие скин-эффекта, что уменьшает потери мощности;
- меньшие потери на корону;
- пропускная способность линии постоянного тока не зависит от длины линии;
- линия передачи постоянного тока не потребляет реактивную мощность;
- не требуется установка средств компенсации реактивной мощности;
- высокий уровень управляемости и малое время регулирования;
- нет необходимости в выпрямительных устройствах при подключении к приемникам постоянного тока;
- благодаря передаче постоянного тока возможно обеспечить несинхронную связь между энергосистемами, в том числе работающих на разных частотах.

Существенным недостатком данных систем является использование дорогостоящих силовых управляемых ключей для коммутации постоянного тока и реализации высоковольтных выключателей [3]. Процесс коммутации постоянного тока технически более сложный, чем для переменного тока: это обусловлено разными физическими свойствами двух видов тока. Переменный ток за один период дважды проходит через ноль, что позволяет прерывать его в эти моменты с минимальной рассеиваемой энергией. Значение постоянного тока постоянно во времени, и поэтому в момент коммутации токи могут достигать значения в десятки килоампер. В частности, при срабатывании выключателя постоянного тока на 400 кВ выброс энергии может составить от 10 МДж до 100 МДж [3]. Эту энергию нужно рассеивать, поэтому необходимо использовать энергопоглотитель.

В последнее десятилетие было проведено большое количество исследований на эту тему. На сегодняшний день можно выделить два основных вида выключателей постоянного тока высокого напряжения [2]:

- механический выключатель;
- гибридный выключатель, выполненный на полупроводниках.

Для обоих видов выдвигаются следующие требования [1]:

- скорость срабатывания не должна превышать 10 мс
- двунаправленная работа
- многократность срабатывания выключателя (количество коммутаций).

Принципиальная схема механического выключателя постоянного тока высокого напряжения представлена на рис. 1.

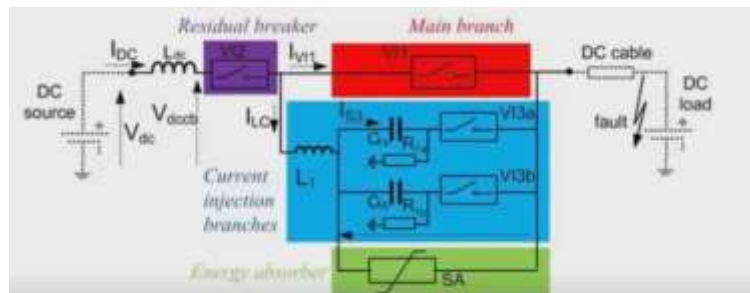


Рис. 1. Принципиальная схема механического выключателя [2]

На схеме представлены: Main branch – главная ветвь; Current injection branches – ветви наведения тока; Energy absorber – поглотитель энергии; Residual breaker – выключатель тока утечки, DC source – источник постоянного тока, Ldc – катушка индуктивности для ограничения скорости роста тока, fault – авария, DC load – нагрузка.

Главная ветвь состоит из вакуумного выключателя (VI) с усовершенствованным приводным механизмом для уменьшения времени срабатывания, ветви наведения тока с предварительно заряженными конденсаторами. Ветви одинаковые, так как принимается во внимание факт того, что зарядка конденсатора может занять длительный период времени. Вторая ветвь не требуется, если рабочий цикл выключателя состоит только из одного размыкания. Резисторы необходимы для зарядки конденсаторов. Энергопоглотитель, который состоит из ограничителей перенапряжения. Выключатель тока утечки, который отключает только малые токи.

Описание работы схемы: спустя некоторое время после момента аварии (в пределах 2 мс) на главную ветвь подается сигнал отключения. Происходит замыкание контактов выключателя VI3а ветви наведения тока и ток начинает протекать через эту ветвь. Предварительно заряженный конденсатор C1а разряжается через L1, создавая резонансный контур. L1–C1а генерирует искусственную нулевую точку путем наложения колебательного тока резонансного контура и постоянного тока замыкания на выключателе VI1. В этот момент времени выключатель VI1 полностью размыкает свои контакты (примерно через 3,2 мс с момента аварии). Через несколько миллисекунд остаточная энергия поглощается энергопоглотителем и процесс прерывания тока повреждения завершается. В силу того, что напряжение на энергопоглотителях выше, чем номинальное напряжение сети в нормальном режиме, возникает ток утечки, с которым справляется выключатель тока утечки [3].

В случае срабатывания выключателя на напряжении 400 кВ ток равен нулю через 3 мс с момента аварии [3].

Принципиальная схема гибридного выключателя постоянного тока высокого напряжения, выполненного на полупроводниках представлена на рис. 2.

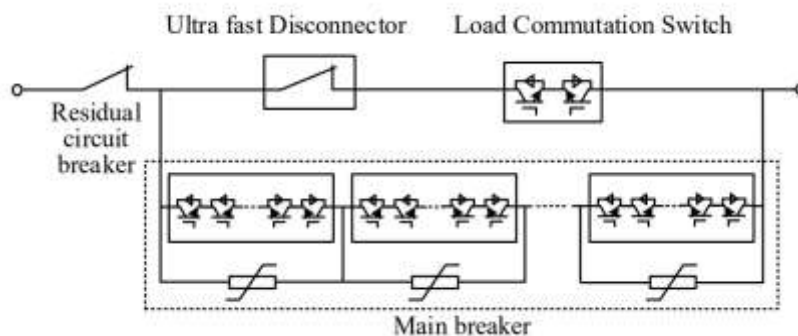


Рис. 2. Принципиальная схема полупроводникового выключателя [3]

На схеме представлены: Main breaker – главный выключатель, Ultra fast disconnector – сверхбыстрый разъединитель, Load commutation switch - переключатель коммутации нагрузки, Residual breaker – выключатель тока утечки

Описание работы схемы: при нормальной работе ток протекает только через сверхбыстрый разъединитель и переключатель коммутации нагрузки, ток в цепи главного выключателя равен нулю. При возникновении короткого замыкания переключатель коммутации нагрузки блокируется для передачи тока повреждения на главный выключатель. Когда ток через сверхбыстрый разъединитель близок к нулю, разъединитель размыкает свои контакты. После этого весь ток проходит через главный выключатель, где силовые полупроводниковые ключи рассеивают энергию на энергопоглотителях. Выключатель тока утечки здесь нужен по тем же причинам что и в механическом выключателе [3].

В случае срабатывания выключателя на напряжении 400 кВ ток равен нулю через 2 мс с момента аварии.

В случае отключения одной и той же цепи на 400 кВ выключатель на полупроводниках имеет некоторые преимущества: более высокую скорость срабатывания (2 мс против 3 мс у механического выключателя), и меньшую выделяемую энергию (выделяемая энергия на поглотителе энергии составляет всего 20 МДж против 80 МДж [2]).

В ходе выполнения данной работы были проанализированы два вида высоковольтных выключателей постоянного тока. Сравнили их принципиальные схемы, описали компоненты, из которых они состоят и пояснили принципы работы двух типов выключателей. Также сравнили время их срабатывания и выделяемую энергию.

Литература

1. Суд В.К. HVDC and FACTS Controllers: применение статических преобразователей в энергетических системах: Пер. с англ.: НП "НИИА", 2009. – 344 с., ил.
2. IEEE TV [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ieeetv.ieee.org/ondemand/circuit-breakers-for-high-voltage-dc-networks/2348/circuit-breakers-for-high-voltage-dc-networks>
3. Liang, S. Parameter Matching and Optimization of a Hybrid Type DC SFCL Considering the Transient Characteristics of VSC-Based DC Systems [Text] / Liang S., Tang Y., Ren L., Xu Y., Shi J., Li Z., Tan X. // Energies. – 2019.

АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ЕЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ
Шахнович Д.И.

Научный руководитель ассистент А.Б. Аскаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Являясь важной частью современной энергетической инфраструктуры, системы возобновляемой энергетики разрабатываются быстрыми темпами. Например, в последние годы, из-за постоянного снижения цены на фотоэлектрические модули и высокого мирового спроса на экологически чистые системы преобразования энергии, рынок солнечных фотоэлектрических систем особенно быстро развивался. В период с 01.01.2018 г. по 01.01.2022 г. мощность солнечных фотоэлектрических систем в России была увеличена на 35 % (т. е. примерно на 1281 МВт), в результате чего общая мощность достигла 2115,5 МВт. В будущем системы генерации на базе фотоэлектрических установок достигнут уровня технологического развития, который позволит частично заменить альтернативные источники энергии. Однако с быстрым развитием возобновляемых источников энергии устойчивость и безопасность электроэнергетических систем привлекают больше внимания.

Чтобы справиться с проблемами, связанными с высоким уровнем внедрения фотоэлектрических систем, в последнее время было проведено много исследований по улучшению условий для интеграции фотоэлектрических систем. Таким образом, ожидается, что сетевые фотоэлектрические системы должны быть многофункциональными. То есть, например, для фотоэлектрических систем требуется как регулирование реактивной мощности, так и отслеживание максимальной мощности. На самом деле, некоторые фотоэлектрические системы на современном рынке уже способны выполнять подобные функции. Тем не менее, фотоэлектрические системы должны быть более интеллектуальными с учетом устойчивости сети, надежности и защиты от сбоев при высоком уровне использования [1].

Рассмотрим структуру сетевой солнечной электростанции СЭС построенной на фотоэлектрических модулях.

На рисунке 1 изображена общая структура управления фотоэлектрической системой, подключенной к сети. Определение максимальной мощности осуществляется с использованием системы слежения за максимальной точкой мощности (MPPT контроллер) [2].

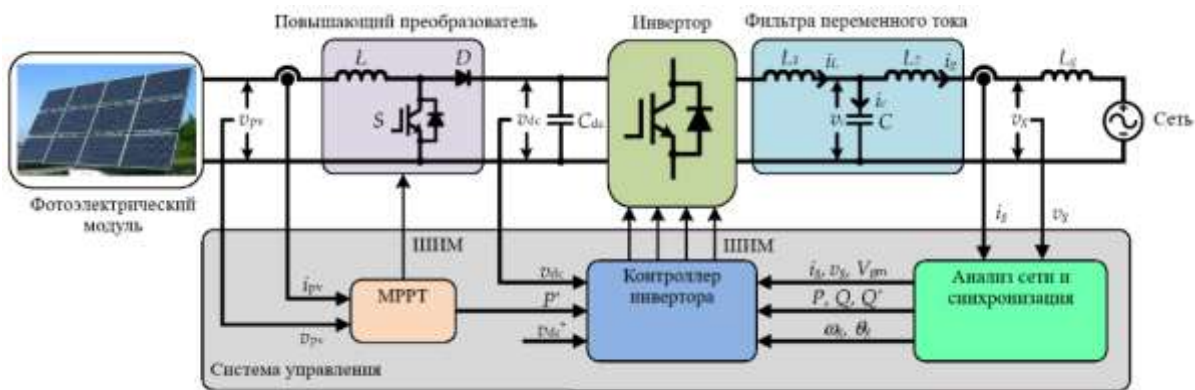


Рис. 1. Структурная схема управления СЭС

СЭС этого вида обычно состоят из:

Фотоэлектрического модуля – основной элемент солнечной электростанции. Это полупроводниковое устройство, которое преобразует энергию излучения непосредственно в электричество за счет фотоэлектрического эффекта при воздействии лучистой энергии, такой как солнечный свет [3].

Повышающего преобразователя постоянного тока – это силовой преобразователь, который содержит по меньшей мере два полупроводниковых ключа (диод и транзистор) и по меньшей мере два компонента накопления энергии (конденсатор и катушка индуктивности). Он называется ШИМ повышающим преобразователем постоянного тока, потому что состояние ключей управляется с помощью широтно-импульсной модуляции (ШИМ). Его выходное напряжение всегда выше, чем входное напряжение при установившемся режиме работы [4].

Фильтра переменного тока – фильтр переменного тока построен на фильтрующем конденсаторе. Работа этого конденсатора в основном зависит от принципа емкостного сопротивления. Поскольку конденсатор обеспечивает чрезвычайно низкое сопротивление для высокочастотных сигналов, эти сигналы будут фильтроваться. Основной сигнал, т. е. ток промышленной частоты, не будет проходить через конденсатор, поскольку последний обеспечивает высокое сопротивление для низкочастотных сигналов [4].

Инвертора – прибор преобразующий постоянный ток в переменный ток, стабильной частоты и формы.

Конструкция солнечного инвертора включает в себя следующие элементы: низкочастотный адаптер (диоды, выпрямитель), варикап (полупроводниковое устройство, работающее за счет триодов, проводимость которых составляет более 4 мкф), динисторы (необходимы для обеспечения чувствительности).

Роль полупроводникового переключателя выполняют транзисторы. В системах с мощностью до 5 кВт используются MOSFET-транзисторы, а в системах, отличающихся большей мощностью, применяются IGBT – биполярные транзисторы с изолированным затвором [4], [5].

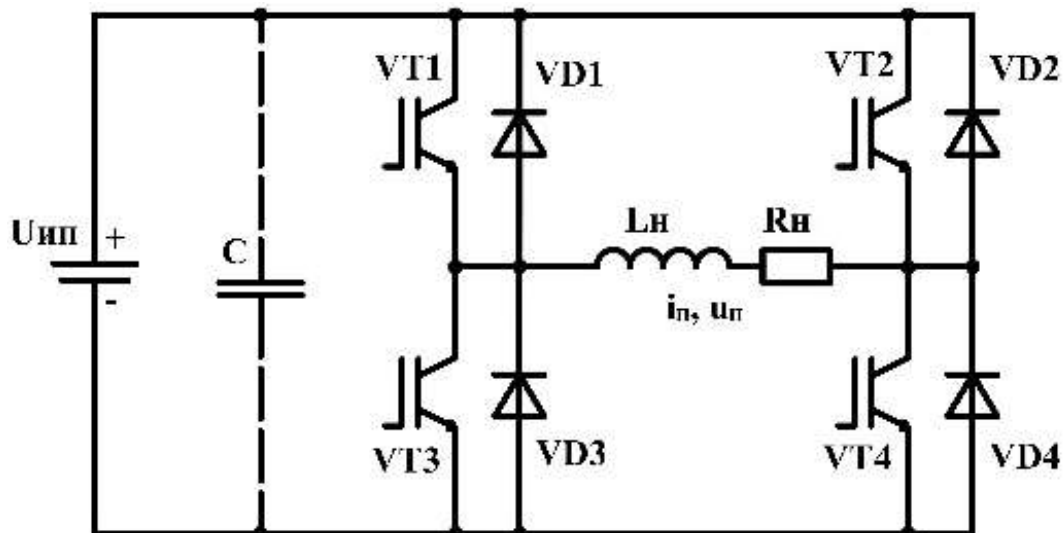


Рис. 2. Схема исполнения инвертора

Приведенная схема инвертора на рисунке 2 состоит из: четырех IGBT транзисторов VT1...VT4, включенных по схеме моста, и четырех обратных диодов, обозначенных VD1...VD4, параллельно соединенных с управляемыми полупроводниковыми ключами во встречном направлении. Преобразователь питает активно-индуктивную нагрузку [6].

Система управления – электронное устройство управления, позволяющее осуществлять параллельную работу солнечной электростанции с сетью, а также максимально по мощности использовать фотоэлектрический модуль [7].

Для лучших показателей СЭС нужно применять различные виды систем управления. Системы управления бывают на базе устройств серии ШИМ и МРРТ контроллеров [7].

Контуры управления на базе ШИМ позволяют регулировать выходное напряжение по синусоидальному закону. Функциональность таких аппаратов несколько уступает более совершенным устройствам серии МРРТ [1].

Устройства серии МРРТ работают по принципу отслеживания максимальной точки мощности, тип систем, имеющий большую функциональность и подходящий для систем глобальной солнечной энергетики [2].

В ходе выполнения данной работы была рассмотрена структура сетевой солнечной электростанции, а также сделан анализ следующих устройств: фотоэлектрического модуля; повышающего преобразователя постоянного тока; фильтра переменного тока; инвертора; системы управления.

Литература

1. Малинин Г. В., Белов Г. А. Системы управления преобразователями для солнечных модулей на базе инверторов с ШИМ //Вестник Чувашского университета. – 2015. – №. 3. – С. 68-80.
2. Кискин Д. А., Палкин Г. А. Структура солнечной электростанции с автоматическим позиционированием //Наука и образование: актуальные исследования и разработки. – 2021. – С. 47-52.
3. Горячев В. Я., Михайлов С. А., Голобоков С. В. Оптимизация структуры солнечной электростанции //Развивая энергетическую повестку будущего. – 2021. – С. 196-201.
4. Безик Д. А., Бычкова Т. В., Захарченко А. А. Моделирование преобразователя электроэнергии солнечной электростанции //Современные тенденции развития аграрной науки. – 2022. – С. 257-263.
5. Купреенко А. И., Исаев Х. М., Михайличенко С. М. Развитие сектора энергетики в России на основе возобновляемых источников энергии //Вестник Брянской государственной сельскохозяйственной академии. – 2021. – №. 3 (85). – С. 55-60.
6. Кастров М. Ю., Кузин И. С., Сорокин Г. В. Транзисторные инверторы для электропитания средств связи //Практическая силовая электроника. – 2011. – №. 1. – С. 2-6.
7. Ломоносов С. Е. и др. Разработка солнечной электростанции с изменяемым наклоном солнечных панелей //современные проблемы радиоэлектроники и телекоммуникаций Учредители: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования" Севастопольский государственный университет". – №. 4. – С. 183.
8. Сафина, А. И. Современные тенденции и перспективы развития солнечной энергетики в России / А. И. Сафина // Теория права и межгосударственных отношений. – 2021. – Т. 2, № 8(20). – С. 548-553. – EDN RERHTC.
9. Пустоветов М. Ю. Вариант построения релейной защиты сетевой солнечной электростанции //комплексные проблемы техносферной безопасности. – 2021. – С. 294-300.

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ В МИКРОГРИД

Шлапак М.Р.

Научный руководитель доцент А.А. Суворов

Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

Введение.

Электроэнергетическая система – это совокупность электроустановок, связанных общностью режима и осуществляющих бесперебойную выработку, преобразование, передачу и потребление электрической энергии [1]. Такое определение даётся классической модели электроэнергетической системы, концепция которой предполагает централизованную генерацию на электростанциях, передачу на повышенных напряжениях и распределение. Однако, в связи с развитием и улучшением генерирующего оборудования, а также с растущей тенденцией на возобновляемые источники энергии и декарбонизацию топливно-энергетического комплекса, в электроэнергетике сложилась новая модель энергосистемы, в зарубежной литературе данная модель встречается под термином «микрогрид». Таким образом, в данной статье будут рассмотрены особенности микрогрид-систем, их применение, а также проблемы устойчивости в сравнении с большой электрической сетью (макрогрид).

О микрогрид-системах.

Микрогрид определяется как группа распределённых энергетических источников электроэнергии (включая возобновляемые, а также системы накопления энергии) и нагрузок. Ключевой особенностью таких систем является производство электроэнергии вблизи объектов-потребителей. Данная концепция предполагает уход от традиционных многокилометровых линий электропередачи, так как генерирующее оборудование находится вблизи потребителя. Именно поэтому объекты распределённой генерации всё чаще находят применение для электроснабжения удалённых населённых пунктов, для которых строительство протяжённых линий электропередач становится экономически нецелесообразным. В этом смысле также прослеживается возрастающая тенденция на развитие микрогрид-систем с внедрением возобновляемых источников энергии, водородными топливными элементами и т.д. [3]. Согласно статистике, с 2017 года рынок микросетей по всему миру стремительно разрастается [6].

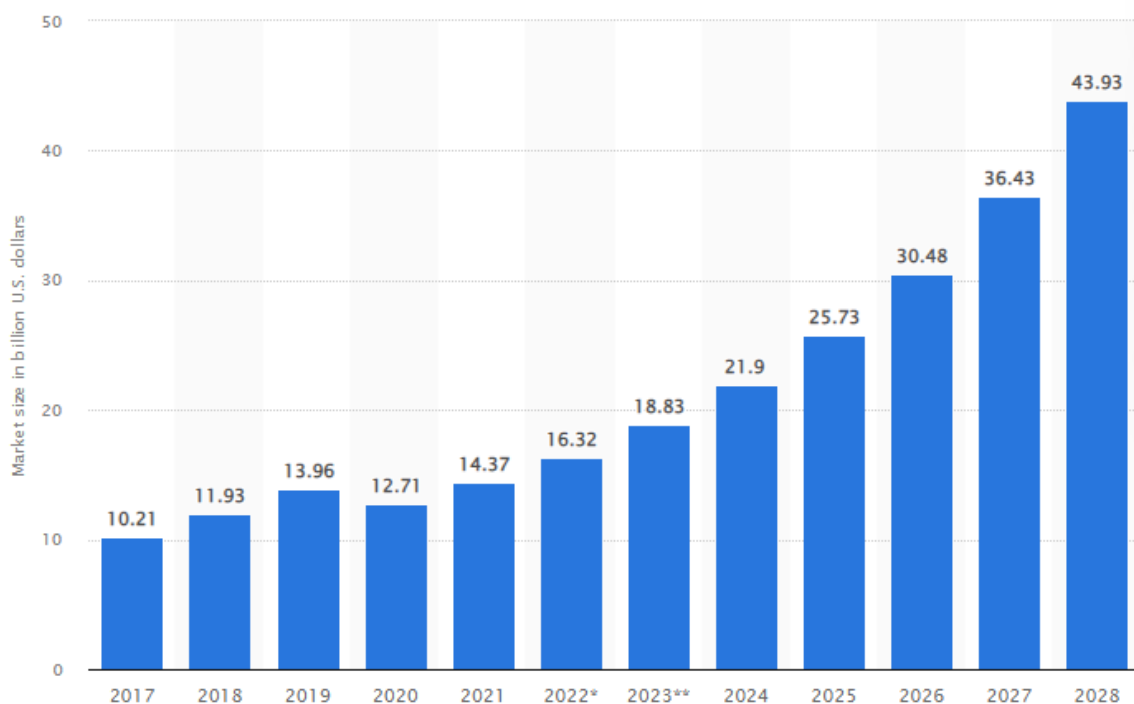


Рис. Объем рынка микросетей по всему миру с 2017 по 2021 год с прогнозом на период с 2022 по 2028 год

Таким образом, такой подход действительно имеет множество преимуществ. Стоит также упомянуть, что микрогрид-системы работают подключенными к основной энергосистеме, однако в случае чрезвычайных ситуаций они могут отключаться и работать автономно, что, несомненно, также является большим преимуществом.

Проблемы устойчивости.

При эксплуатации микросетей возникает множество проблем, связанных с устойчивостью энергосистемы. Устойчивость – это способность системы возвращаться в установившийся режим после возмущений различного характера (короткие замыкания, переходные процессы при коммутациях, подключение или отключение генерирующего оборудования или линий электропередачи и т.д.). Это важнейший показатель сети, который необходимо не только обеспечивать на оптимальном уровне, но и иметь некий запас (запас устойчивости). Например, в микрогридах, в отличие от традиционных энергосистем, нагрузка может быть несбалансированной, и достигать

100 % между тремя фазами [4]. Устойчивость системы может быть нарушена при эксплуатации сети в таких несбалансированных условиях.

Микросистемы, которые, намного меньше по сравнению с обычными энергосистемами, обладают гораздо меньшей инерцией. Это также обусловлено большим распространением возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в микрогридах. Очевидно, что наличие ВИЭ снижает инерцию энергосистемы (из-за меньшего влияния вращающихся частей электроустановок). Соответственно, возникновение ненормальных режимов в подобных системах гораздо сильнее нарушают устойчивость энергосистемы, что обязательно необходимо учитывать. Также отмечается, что микрогриды имеют гораздо большее отношение активного сопротивления к индуктивному R/X у питающих фидеров. Это обусловлено распространением кабельных линий в подобного рода системах. В традиционных же энергосистемах преобладают воздушные линии, где это отношение гораздо меньше. Преобладание индуктивной составляющей замедляет изменяющиеся процессы, соответственно, чем меньше её влияние, тем выше вероятность нарушения устойчивости.

Ранее упоминалось, что микросети могут отключаться от основной сети и работать автономно. Безусловно, это сопровождается сильными переходными процессами, которые приводят к каскадному отключению всех потребителей, а также к полному погашению всех генерирующих установок [2]. Для этого необходимо разрабатывать специальные алгоритмы перехода микрогрида из параллельной работы в изолированный. Также отмечается, что низкая пропускная способность силовых преобразователей в сетях микрогрид создаёт проблемы со стабильностью при совместной работе обычных синхронных генераторов и источников электроэнергии с инверторным интерфейсом, поскольку возмущения в этом случае могут привести к отключению инвертора [5].

Заключение.

Таким образом, малые сети действительно имеют огромный потенциал. Они обладают достаточным набором преимуществ, и данный набор делает технологию привлекательной для решения широкого спектра задач. Однако необходимо учитывать некоторую специфику при эксплуатации подобных систем, поскольку некоторые особенности отличают микрогриды от обычных, традиционных энергосистем, и их, безусловно, нужно учитывать.

Литература

1. Готман В.И. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008, 2009. – 240 с.
2. Димитриев А. А., Димитриев Р. А., Никифоров И. К. Проблемы выделения работы микрогрида в изолированный режим функционирования. – 2021.
3. Илюшин П. В., Куликов А. Л. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией. – 2019.
4. Arriaga Marin M. Long-term renewable energy generation planning for off-grid remote communities. – 2015.
5. Hajimiragha A. H., Zadeh M. R. D. Research and development of a microgrid control and monitoring system for the remote community of Bella Coola: Challenges, solutions, achievements and lessons learned //2013 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE). – IEEE, 2013. – С. 1-6.
6. Market size of microgrids worldwide from 2017 to 2021, with a forecast from 2022 to 2028 // statista URL: <https://www.statista.com> (дата обращения: 15.03.2023).

ПРИМЕНЕНИЕ УМНЫХ КОНТРАКТОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Ясунов В. В.

Научный руководитель ассистент А.Д. Брагин

Национальный исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

Умные контракты – это техническая реализация программы, которая может помочь с обработкой данных. В этом случае, умный контракт на блокчейне может использоваться для автоматического учета и расчета потребления энергии. Контракт может автоматически создавать и отправлять счета на оплату, используя криптографию, чтобы обеспечить безопасность и надежность транзакций.

В рамках этого подхода, каждый раз, когда потребитель использует энергию, информация об этом вносится информация, где она может быть проверена и одобрена с помощью механизмов консенсуса¹, таких как Proof-of-Work или Proof-of-Stake. Это помогает предотвратить мошенничество и обеспечивает надежность в учете потребления энергии.

Такой подход может быть особенно полезен для децентрализованных сетей, где производители и потребители энергии обмениваются энергией напрямую без участия централизованной системы управления. Благодаря этой технологии, учет потребления и оплата за потребленную энергию могут быть автоматизированы и безопасными, что улучшает эффективность и прозрачность в системе электроэнергетики.

Мы вносим в базу данных следующие данные:

- Идентификатор потребителя энергии;
- Данные о потреблении энергии, такие как объем, время и дата;
- Данные о транзакциях и оплате за потребленную энергию;
- Информация о статусе и подтверждении транзакций.

Эти данные будут храниться в блоках в зашифрованном виде. Каждый блок будет содержать хеш предыдущего блока, образуя цепочку, которая является неразрывной и невозможной для изменения.

*СЕКЦИЯ 9. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ*

3. Документация языка программирования питон (Python documentation) [Электронный ресурс]. // URL: <https://docs.python.org/3/> (дата обращения: 24.02.2023).
 4. Social Science Research Network (SSRN) (Исследовательский центр социальных наук). «Proof-of-Stake Algorithmic Methods: A Comparative Summary» (Варианты алгоритмов доказательства доли владения: обзор и сравнение) [Электронный ресурс] // Social Science Research Network (SSRN) [Сайт] // URL: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3131897 (Дата обращения: 24.02.2023)
-

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	5
Секция 6. ТЕХНОЛОГИИ ОЦЕНКИ, УПРАВЛЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ	
Агалыев С.Д., Гелдимурадов А.Г. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СПОСОБОВ УДАЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ ИЗ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.....	10
Ананин П.В. ТЕХНОЛОГИЯ РЕЦИРКУЛЯЦИИ МЕТАНОЛА КАК СПОСОБ СОКРАЩЕНИЯ ЕГО РАСХОДА НА УСТАНОВКЕ ПОДГОТОВКИ КОНДЕНСАТСОДЕРЖАЩЕГО ГАЗА.....	11
Атаньязов Э.А. ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ЗОНУ ВЫПАДЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	14
Белоусов И.И. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПАРОТЕПЛОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ	16
Белоусов И.И. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ.....	18
Богомякова И.В. ПРИМЕНЕНИЕ ДВУХФАЗНОГО ГРП В СКВАЖИНАХ С НИЗКОПРОНИЦАЕМЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ.....	19
Бычков Д.А. СОВРЕМЕННЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ОСНОВЕ НАНОСТРУКТУРИРОВАННЫХ ГЕЛЕЙ И ЗОЛЕЙ.....	20
Гизатулин Н.Р. ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ НА РАБОТУ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ПЛАСТА БВ8 ПОКАЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	22
Григорьев М.Б. ОПЫТ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАБОЙНЫХ ПРОВОЛОЧНЫХ ФИЛЬТРОВ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ: ПРОБЛЕМЫ И ВЫВОДЫ	24
Гыбадулин Д.А., Швецов А.С. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДИАГРАММЫ ГАНТА В ПЛАНИРОВАНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ	26
Джанхорбани Мехран ПРАКТИЧЕСКИЕ ВЫВОДЫ ИЗ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН	28
Дубов А.А. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЦИКЛОННЫХ АППАРАТАХ В ПРОЦЕССЕ УЛАВЛИВАНИЯ ЧАСТИЦ ПРИ ОБРАЗОВАНИИ ГАЗОГИДРАТОВ	30
Загоровский М.А., Степанов С.В. СОЗДАНИЕ ЦИФРОВОЙ МОДЕЛИ КЕРНА ОПТИМАЛЬНОЙ СЛОЖНОСТИ ДЛЯ ВЫЧИСЛЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ.....	32
Иванов В.А. ИЗУЧЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ И ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ АДсорбЦИИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОГО ВЕЩЕСТВА ИЗ ВОДНОГО РАСТВОРА НА ТВЕРДЫХ АДсорбЕНТАХ.....	34
Иванова В.В. ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ КАК ИНСТРУМЕНТ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	36
Ким В.В. КЛАССИФИКАЦИЯ ПО ПОДБОРУ КОНФИГУРАЦИЙ ИНТЕГРИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ	38
Киселева Д.К. АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ДРОССЕЛИРОВАНИЯ ГАЗА И РАСЧЕТ НЕОБХОДИМОГО РАСХОДА МЕТАНОЛА ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	39
Корчемкин Н.О. ИЗУЧЕНИЕ ВОПРОСА ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ С РЕГУЛИРУЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	42
Клычева С., Бердимуратова О.О. ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ МЕСТ СКОПЛЕНИЯ КОНДЕНСАТА НА КИРПИЧЛИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	43
Комеков Р.Ж., Гафурова М.О., Бердимуратова О.О. ОЦЕНКА НЕОДНОРОДНОСТИ И ХАРАКТЕРИСТИК ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОЧАК.....	44
Комеков Р.Ж., Гараев Г.Т., Ишангульев Г. СХЕМАТИЗАЦИЯ И РАЗМЕЩЕНИЕ СКВАЖИН НА ЗРЕЛЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	46
Коротков Р.Н., Овчаренко Д.М. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ RETROLEUM EXPERTS PROSPER ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПУТЕМ АНАЛИЗА РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН	48
Кулаков М.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРЕИМУЩЕСТВ БУРЕНИЯ НА ДЕПРЕССИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛЫХ МИКРОСФЕР	50
Куприянова К.А. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ ПРОГНОЗА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН В КАРБОНАТНОМ КОЛЛЕКТОРЕ	51
Лурьев И.В., Лурьева И.И. ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ РАЗРАБОТКИ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	54
Матюхин М.А. ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ ВЫСОКОРЕСУРСНОЙ КОНСТРУКЦИИ РДС ДОЛОТА.....	55
Макаров А. Н. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА	57
Овчаренко Д.М., Стрюк С.О., Овчаренко А.М. РАЗРАБОТКА ИНСТРУМЕНТА АНАЛИЗА ТЕКУЩЕЙ И НАКОПЛЕННОЙ КОМПЕНСАЦИИ.....	58
Панин В.Р. МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ И ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПЛАСТА Ю11 НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ N (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	60
Полянский В.А. МЕТОДИКА ОПТИМАЛЬНОГО ПОДБОРА ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С ПРИМЕНЕНИЕМ КРИТЕРИАЛЬНОГО ОТБОРА.....	62

Сайденцаль А.Р., Козлов В.В., Шолитодов М.Р. КИСЛОТНАЯ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩАЯ КОМПОЗИЦИЯ НА ОСНОВЕ ГЭР	65
Сливкин С.С., Шишаев Г.Ю., Харитонцева П.А. АВТОМАТИЧЕСКАЯ АДАПТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ.....	67
Точеный Р.П. ИЗУЧЕНИЕ ВОПРОСА ПРИМЕНЕНИЯ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В АВТОМАТИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОПЕРАЦИЙ	69
Трухачев М.С. ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИЛИКАГЕЛЯ И ЦЕОЛИТА ПРИ АДСОРБЦИОННОЙ ОСУШКЕ ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ МЕДВЕЖЬЕ	69
Тырышкина Д.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИНГИБИТОРА НА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТИ	72
Уколов А.И. ОЦЕНКА ФАКТОРОВ, УХУДШАЮЩИХ ФАЗОВУЮ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПО НЕФТИ ПРИ ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ БУРОВЫМИ РАСТВОРАМИ	73
Уразов Р.Р. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА БС10 ФЕДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	75
Хуснутдинов Д.Р. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПАКЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА	77
Шадрин А.С. ОСОБЕННОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТОГО КОЛЛЕКТОРА.....	79
Шафикова В.В. ФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ЗАПУСКНЫХ ДЕБИТОВ НОВЫХ СКВАЖИН.....	81
Щербakov Р.Э., Ковалев А.В. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИТОКА ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА ПРИ БУРЕНИИ С УПРАВЛЯЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ	83
Ярков М.В., Аскарова А.А. ИЗУЧЕНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПАРОВ ДЕАСФАЛЬТЕНИЗИРУЮЩИХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ НА НЕФТЕНАСЫЩЕННУЮ КОЛОНКУ С КВАРЦЕВЫМ ПЕСКОМ	85
Ibrahim M.A., Aslanidi K.L., Akhmatov S.S., Egorov A.I., Zhukovsky A.S., Ivanov I.S., Karsliev A.V., Makhnachev I.A., Pursanov D.V., Pursanov K.V GENETIC CLASSIFICATION OF GRANITE ROCKS FORM SYROSTAN MASSIVE USING TRACE ELEMENTS	86
Kim V.V. A METHOD FOR EVALUATING FIELDS IN ORDER TO SELECT CRITERIA FOR CONFIGURATIONS OF INTEGRATED MODELS.....	89
Polianskii V.A. WELL COMPLETION OPTIMIZATION USING THE «FISHBONE» TECHNOLOGY UNDER CONDITIONS OF FACIES HETEROGENEITY OF THE MESSOYAKHA TYPE RESERVOIR	90
Pokatilov V. MULTI-OBJECTIVE AHM WORKFLOW INTERGRATING THE 4D SEISMIC DATA	93
Shadfar Davoodi, Mohammed Al-Shargabi MACHINE-LEARNING PREDICTIONS CO ₂ SOLUBILITY AND RESIDUAL TRAPPING INDEXES	95

Секция 7. ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА

Беляев Н.В., Бабинова Д.И. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ АНАЛИТИЧЕСКИХ И ЧИСЛЕННЫХ МЕТОДОВ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОБСТВЕННЫХ ЧАСТОТ ТРУБОПРОВОДОВ.....	97
Васильев Д.В., Часовских С.А. КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ОЧИСТНЫХ И ДИАГНОСТИЧЕСКИХ РАБОТ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА	99
Вдовин И.Д., Павлюк М.Е. ВЛИЯНИЕ ДЕФЕКТА ПОТЕРИ МЕТАЛЛА В РЕЗУЛЬТАТЕ КОРРОЗИИ НА ДЕГРАДАЦИЮ МЕТАЛЛА ТРУБЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА В ОБЛАСТИ ДЕФЕКТА.....	100
Волков А.В., Самусенко А.С. РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ОСУШКИ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОИСПЫТАНИЙ НА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ	102
Волков Р.А. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	104
Высотин Н.С. ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОПОЛНЕННОЙ РЕАЛЬНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ	107
Зубарев Д.А., Волкова Г.И. ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ НА СВОЙСТВА ОСАДКОВ	109
Корниенко Д.А., Кудяков Е.В., Галанский А.Н. ИЗУЧЕНИЕ ВИБРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ В СОСТАВЕ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА.....	111
Курасов О.А. АКТУАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТРЕБОВАНИЙ К ОЦЕНКАМ РИСКА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ	113
Курасов О.А. ВЕРОЯТНОСТНЫЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ	114
Логинов А.О. ОПТИМАЛЬНЫЙ ВИД ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА НА МОРСКОМ ШЕЛЬФЕ	115
Лозинский Д.И. ПОДЛЕДНАЯ ТРАНСПОРТИРОВКА УГЛЕВОДОРОДОВ В АРКТИКЕ	116
Мионов М.С. ВОДНЫЕ ПЕРЕВОЗКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	116
Овчаренко Д.М., Коротков Р.Н. ОПЕРАТИВНЫЙ КОНТРОЛЬ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА НА ОСНОВЕ ДОПОЛНЕННОЙ РЕАЛЬНОСТИ	117
Перминова А.Н., Прозорова И.В. ВЛИЯНИЕ ИНГИБИРУЮЩЕЙ ПРИСАДКИ НА ОСАДКООБРАЗОВАНИЕ ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ	119

Романов С.П., Бохопец А.П. МОДЕЛИРОВАНИЕ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ПОДЛЕЖАЩЕГО РЕМОНТУ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ВРЕЗКИ ПОД ДАВЛЕНИЕМ.....	121
Смирнова Е.Ю., Волкова Г.И. ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ И МАГНИТНОЙ ОБРАБОТКИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ.....	124
Стрюк С.О., Овчаренко А.М. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕЖИМА ТЕЧЕНИЯ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА В ТРУБОПРОВОДЕ И СКВАЖИНЕ.....	126
Сыпачев П.А. СПОСОБЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА.....	127
Темный Н.Д. ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ РВС С ДЕФЕКТОМ ТИПА «НЕПРОВАР» УТОРНОГО СОЕДИНЕНИЯ.....	128
Тоначев К.С. РАЗРАБОТКА И ОЦЕНКА МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА.....	130
Хабибулина М.М., Лоскутова Ю.В. ВЛИЯНИЕ ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ПЕРЕМЕННОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И УСТОЙЧИВОСТЬ СМОЛИСТЫХ НЕФТЕЙ И ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ.....	132
Ходус А.С. ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОЙ ОБРАБОТКИ НА БОРЬБУ С КОРРОЗИЕЙ, ПРОТЕКАЮЩЕЙ В ОТДЕЛЬНЫХ АППАРАТАХ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДСИСТЕМАХ И ТЕХНОЛОГИИ В ЦЕЛОМ.....	134
Хуснутдинов Д.Р. АНАЛИЗ ПРИЧИН ОТКАЗОВ ТРУБНОЙ ОБВЯЗКИ ФОНТАННОЙ АРМАТУРЫ.....	136
Schreder A.S. STUDIES OF DYNAMIC OPERATING LOADS GENERATED BY CENTRIFUGAL MACHINES AND UNITS.....	138

Секция 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Айдаров С.Б. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОЛУПРОМЫШЛЕННОГО РЕАКТОРА ОБЕССЕРИВАНИЯ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ПОСРЕДСТВОМ АКВАТЕРМОЛИЗА.....	140
Гладыш П.В., Аркенова С.Б. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И СОСТАВ СЫРЬЯ И ПРОДУКТОВ ГИДРООЧИСТКИ ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ.....	142
Гриценко Е.Ф., Аркенова С.Б. МОНИТОРИНГ АКТИВНОСТИ КАТАЛИЗАТОРА ГИДРООЧИСТКИ ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ.....	143
Данилов Е.Д. ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НА ПРИМЕРЕ РАЗРАБОТКИ ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА.....	145
Ерохин М.А., Григорьев М.А., Казанцева Н.Н., Подымова О.А. ПОДХОДЫ К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ КОМПЛЕКСНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ОТРАБОТАННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ.....	146
Кадыров Д.А. РАЗРАБОТКА АНАЛОГА ПАРОСБОРНИКА В РАМКАХ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ.....	148
Кашков Д.Ю., Гончаров К.В., Олюнина Т.В., Садыхов Г.Б., Смирнова В.Б. К ВОПРОСУ О ПЕРЕРАБОТКЕ ЗОЛ ОТ СЖИГАНИЯ МАЗУТА С ИЗВЛЕЧЕНИЕМ ВАНАДИЯ И НИКЕЛЯ.....	149
Кольцова А.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ОЧИСТКИ ПИТЬЕВОЙ ВОДЫ НА ОСНОВЕ МИНЕРАЛЬНЫХ СОРБЕНТОВ.....	150
Кондрашева Е.И. ВЛИЯНИЕ СОСТАВА СЫРЬЯ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РЕФОРМИНГА НА ОКТАНОВОЕ ЧИСЛО И ВЫХОД ЦЕЛЕВОГО ПРОДУКТА.....	152
Копычева У.Н. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ИЗОМЕРИЗАЦИИ ГЕПТАНОВОЙ ФРАКЦИИ.....	154
Кузин Е.Н. КОМПЛЕКСНАЯ ПИРОМЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ ПЕРЕРАБОТКА КВАРЦ-ЛЕЙКОКСЕНОVOГО КОНЦЕНТРАТА.....	156
Кульчаковский П.И., Ермолаев В.С., Рускин О.А. МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИКИ РЕАКТОРА ЕСТЕСТВЕННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ ДЛЯ СЕЛЕКТИВНОЙ ТРИМЕРИЗАЦИИ ЭТИЛЕНА В ГЕКСЕН-1.....	157
Лакизо Т.А., Морозова Я.П. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКИ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ НИЗКОЗАСТЫВАЮЩЕГО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА.....	159
Лещик А.В. ОКИСЛЕНИЕ ТОЛУОЛА КИСЛОРОДОМ БАРЬЕРНОГО РАЗРЯДА ПРИ РАЗЛИЧНОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ СТЕНOK РЕАКТОРА.....	160
Максимова У. В. CFD-МОДЕЛИРОВАНИЕ ЛИФТ-РЕАКТОРА КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА.....	162
Махалкина А.Р., Жиров Н.А. ВЛИЯНИЯ ПОРЯДКА ВВЕДЕНИЯ АКТИВНОГО КОМПОНЕНТА НА МОРФОЛОГИЮ, СТРУКТУРУ И СВОЙСТВА КАТАЛИТИЧЕСКИХ СИСТЕМ.....	164
Меженин А.В. СТЕАТИТОВАЯ КЕРАМИКА НА ОСНОВЕ ПРОДУКТА ФТОРИДНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИРОДНОГО ТАЛЬКА С МОДИФИЦИРУЮЩИМИ ДОБАВКАМИ.....	166
Нейфельд А.Л. РАДИОЛИЗ НЕФТЯНЫХ СМОЛ В АТМОСФЕРЕ ВОЗДУХА.....	168
Нестеров А.М. ПРОБЛЕМА ПОДГОТОВКИ ВОДЫ ДЛЯ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ.....	170
Няшина Г.С., Швец А.С., Виноградский К.В. ПИРОЛИЗ И ГАЗИФИКАЦИЯ УВЛАЖНЕННОЙ БИОМАССЫ ПРИ МИКРОВОЛНОВОМ НАГРЕВЕ.....	172
Пантилов П.В. ОБРАЗОВАНИЕ ПРОИЗВОДНЫХ ТИОФЕНА В ПРОЦЕССЕ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ВЫСОКОСЕРНИСТОГО ГОРЮЧЕГО СЛАНЦА В РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ.....	173
Пасечников Ю.В., Тихонов Н.В. РАСШИРЕНИЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ПРОИЗВОДСТВА АГЛОПОРИТА ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОГЕННО-ПЕРЕОТЛОЖЕННЫХ УГЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КУЗБАССА.....	175
Пасечников Ю.В., Тихонов Н.В. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АКТИВНОГО ИЛА В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА ПРИ УТИЛИЗАЦИИ ЗОЛОШЛАКОВЫХ МАТЕРИАЛОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.....	176

Самойлов Е.Р., Григораш М.С., Дементьев А.Ю. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГИДРОКРЕКИНГА ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ	177
Скирдин К.В., Попова А.Е., Буравлева Д.И. ПОРИСТЫЙ СТЕКЛОКОМПОЗИТ НА ОСНОВЕ МАРШАЛИТА ПО ОДНОСТАДИЙНОЙ ЩЕЛОЧНОЙ ТЕХНОЛОГИИ С ПОНИЖЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ЩЕЛОЧИ	179
Тажмуликов Д.Б., Пчелинцева И.В. РАЗРАБОТКА РАСШИРЕННОЙ ФОРМАЛИЗОВАННОЙ СХЕМЫ СХЕМЫ РЕАКЦИЙ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА	180
Турсунова А. А. ГАЗЫ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАЙСУНСКОГО ПРОГИБА	182
Филиппова Н.А., Артемьева А.С. СИНТЕЗ N-ГЕТЕРОЦИКЛОВ В ПРИСУТСТВИИ МОДИФИЦИРОВАННОГО ИЕРАРХИЧЕСКОГО ЦЕОЛИТА H-YH	184
Хасанов А. Ф., Еремеева А. М. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫХ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ	185
Чернышов М.Н. РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ГИДРОКРЕКИНГА ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ	187
Шелест Я.В. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА С УЧЕТОМ ПРЕВРАЩЕНИЙ СЕРНИСТЫХ СОЕДИНЕНИЙ.....	188

Секция 9. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Глушков Д.О. ПИЛОТНАЯ ЭНЕРГОУСТАНОВКА УТИЛИЗАЦИИ ТВЕРДЫХ И ЖИДКИХ ГОРЮЧИХ ОТХОДОВ В СОСТАВЕ КОМПОЗИЦИОННЫХ ТОПЛИВ	191
Бармина А.В., Калинин Я.В. ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВОГО СЦЕНАРИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ДИНАМИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ НПС	193
Белкин В.Г., Космынина Н.М. ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА УСТАВОК АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЧАСТОТНОЙ РАЗГРУЗКИ В ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ, ПИТАЮЩИХ НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	195
Белокуров Д.В., Руденок В.А. ОБЗОР АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ ИНВЕРТОРОМ НА ОСНОВЕ КОНЦЕПЦИИ ВИРТУАЛЬНОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА.....	197
Белоголов М.В., Дорохов В.В. АСУ ТП УСТАНОВКИ ПИРОЛИЗА КОМПОЗИЦИОННЫХ ТОПЛИВ	199
Верходанов Д.А. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК РАСПЫЛЕННОГО ПОТОКА БИОДИЗЕЛЯ, ПРИГОТОВЛЕННОГО С ПОМОЩЬЮ МЕМБРАН ИЗ ПОЛИТЕТРАФТОРЭТИЛЕНА	201
Волков Р.С., Керимбекова С.А. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ТИПА И КОНЦЕНТРАЦИИ ПРИМЕСЕЙ В КАПЛЯХ ЖИДКОСТИ КОМБИНИРОВАНИЕМ БЕСКОНТАКТНЫХ МЕТОДОВ РЕГИСТРАЦИИ	203
Горяев А.О., Шароян А.Б. ДАТЧИКИ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СЕТЕЙ.....	205
Гусаров И.Н., Бухаров Е.В. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ	207
Едакин К.И., Арефьев П.В. АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ТИПА 3 И 4.....	208
Зинькевич Ю.А. ВОЗМОЖНОСТЬ СОЗДАНИЯ МОДЕЛИРУЮЩЕГО КОМПЛЕКСА НА ОСНОВЕ АЛГОРИТМА ДОММЕЛЯ.....	210
Кузнецов Д.М. ОБЗОР ТОПОЛОГИИ ПОДКЛЮЧЕНИЯ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ	211
Кузнеченкова Д.А., Моор Е.Н. АСУ ТП МОБИЛЬНОЙ УСТАНОВКИ УТИЛИЗАЦИИ ТВЕРДЫХ И ЖИДКИХ ГОРЮЧИХ ОТХОДОВ	213
Кулькова О.Д., Малькова Я.Ю. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НА МИРОВОМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ	215
Малюга Б.Д. ОЦЕНКА ЭКВИВАЛЕНТНОСТИ ЛИНЕАРИЗОВАННОЙ И ДЕТАЛЬНОЙ МОДЕЛЕЙ ВИРТУАЛЬНОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА	217
Милованов Т.Е. ОЦЕНКА ОЖИДАЕМОЙ СОЛНЕЧНОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ.....	219
Петрова А.Е. НИЗКОЧАСТОТНЫЕ И СУБСИНХРОННЫЕ КОЛЕБАНИЯ В СОВРЕМЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ: ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И СРЕДСТВА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ	221
Перцевой М.О., Ачитаев А.А. ИДЕНТИФИКАЦИЯ НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЙ И СИНХРОННЫХ КАЧАНИЙ МЕТОДАМИ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА	223
Покацкий М.Ю., Троицкий Е.Д. СОВРЕМЕННЫЕ ВИДЫ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ	224
Радько П.П. ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ИНЕРЦИИ НА ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИ УДАЛЕННОМ ЭНЕРГОРАЙОНЕ	226
Разживин И.А., Бай Ю.Д. ГИБРИДНЫЙ ПОДХОД В МОДЕЛИРОВАНИИ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ	228
Рец В.В. УПРАВЛЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЕМ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ ДЛЯ МАКСИМИЗАЦИИ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ СЕЧЕНИЯ ПО АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	230
Рудник В.Е., Уфа Р.А., Бай Ю.Д. НАСТРОЙКА БЛОКА ФАЗОВОЙ АУТОПОДСТРОЙКИ ЧАСТОТЫ В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ОБЪЕКТАМИ ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА БАЗЕ ВОЗВОЗВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ	232
Садулаев А.А.-В. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ УЛИЧНОГО ОСВЕЩЕНИЯ.....	234

Саматова С.М. ПРОБЛЕМА СНИЖЕНИЯ ОБЩЕЙ ИНЕРЦИИ СЕТИ ИЗ-ЗА ВНЕДРЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НА БАЗЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ.....	236
Свириденко А.С., Кропотова С.С., Волков Р.С., Стрижак П.А. РАННЯЯ ИДЕНТИФИКАЦИЯ ВОЗГОРАНИЙ В ПОМЕЩЕНИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГРУППЫ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ.....	238
Солодников Н.А. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ В ЗАДАЧАХ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ.....	240
Старовойтов Д.Э. ЗАЩИТЫ В СЕТЯХ MICROGRID И СЕТЯХ ПОСТОЯННОГО ТОКА.....	242
Толмачев М.А. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ ИСТОЧНИКА ЭНЕРГИИ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	244
Уманский И.В. СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СЕТЕВЫМИ ИНВЕРТОРАМИ ПО ПРИНЦИПУ «ВЕДУЩИЙ».....	245
Федорова Т.В. СОВРЕМЕННЫЕ АСПЕКТЫ В ОБЛАСТИ ТУШЕНИЯ АЗЕОТРОПНЫХ ЖИДКОСТЕЙ.....	247
Хромов М.В. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЭС НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	248
Чекушин А.С. ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ В ЦЕПЯХ ПОСТОЯННОГО ТОКА	250
Шахнович Д.И. АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ЕЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ	252
Шлапак М.Р. АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ В МИКРОГРИД.....	254
Ясунов В. В. ПРИМЕНЕНИЕ УМНЫХ КОНТРАКТОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ.....	255

Научное издание

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Труды XXVII Международного молодежного научного симпозиума
имени академика М.А. Усова,
посвященного 160-летию со дня рождения академика В.А. Обручева
и 140-летию академика М.А. Усова,
основателям Сибирской горно-геологической школы

Издано в авторской редакции

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