

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

*Прруды XXIX Международного молодежного научного симпозиума
имени академика М.А. Усова,
посвященного 80-летию Победы в Великой Отечественной войне*

Томск 2025

УДК 504(063)

ББК 20.1.л0

П78

Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIX Международного молодежного научного симпозиума имени академика М.А. Усова, посвященного 80-летию Победы в Великой Отечественной войне. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2025. – 192 с.

ISBN 978-5-4387-1276-3 (т. 2)

ISBN 978-5-4387-1274-9

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 20.1.л0

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

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

Ответственные редакторы секций:

Секция 1 – Н.М. Недоливко, к.г.-м.н., доцент;

Секция 2 – М.А. Рудмин, к.г.-м.н., доцент;

Секция 3 – Ю.В. Колмаков, д.г.-м.н., доцент;

Секция 4 – Н.В. Гусева, д.г.-м.н., профессор;

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

Секция 6 – А.С. Боев, к.х.н., директор ИШПР;

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;

Технический редактор – И.В. Павлова, ведущий эксперт.

ISBN 978-5-4387-1276-3 (т. 2)

ISBN 978-5-4387-1274-9

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2025

PROBLEMS OF GEOLOGY AND SUBSURFACE DEVELOPMENT

Part II

*Proceedings of the 29th International Scientific Symposium
of students, postgraduates and young scientists devoted to the 80th Anniversary
of the Victory in the Great Patriotic War*

UDC 504(063)

BBC 20.1.10

P78

Problems of Geology and Subsurface Development : Proceedings of the 29th International Scientific Symposium of students, postgraduates and young scientists devoted to the 80th anniversary of the Victory in the Great Patriotic War. Part 2 / Tomsk Polytechnic University. – Tomsk : Tomsk Polytechnic University Publishing House, 2025. – 192 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, geocology, 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 – N.M. Nedolivko, Associate Professor, PhD (in Mineralogy);

Panel 2 – M.A. Rudmin, Associate Professor, PhD (in Mineralogy);

Panel 3 – U.V. Kolmakov, 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 – A.S. Boev, Director for Science and Academic Affairs, PhD (in Chemistry);

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);

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

ПРЕДИСЛОВИЕ

В Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) 7-11 апреля 2025 г. состоялся XXIX Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 125-летию со дня рождения академика Академии наук СССР, профессора К.И. Сатпаева и 130-летию со дня рождения члена-корреспондента Академии наук СССР, профессора Ф.Н. Шахова.

Организация и проведение XXIX 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 2025 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 370 авторов из России, ближнего и дальнего зарубежья, 191 участник из Томска и 114 иностранных участников, все доклады были заслушаны в гибридном формате.

По отраслевой принадлежности участники были представлены следующим образом: из ВУЗов: из них Томский политехнический университет – 179, Томский государственный университет – 20, Томский государственный архитектурно-строительный университет – 2, Ангарский государственный технический университет – 6, Восточно-Сибирский государственный университет технологий и управления, г. Улан-Удэ – 1, Иркутский национальный исследовательский технический университет – 2, Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань – 4, Кемеровский государственный университет – 1, Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева – 1, Кубанский государственный университет – 3, Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова, г. Москва – 4, Новосибирский государственный университет – 4, Пермский национальный исследовательский политехнический университет – 3, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II – 2, Санкт-Петербургский государственный университет – 2, Сибирский государственный университет геосистем и технологий – 1, Сибирский федеральный университет – 8, Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета – 1, Северо-Восточный федеральный университет имени М. К. Аммосова – 1, Тюменский индустриальный университет – 4, Уфимский университет науки и технологий – 1, Югорский государственный университет – 7, Кокшетауский университет им. Ш. Уалиханова – 2, из средних специальных образовательных учреждений: Томский политехнический техникум – 2; из школ – 20; из НАН: Геологический институт

им. Н.Л. Добрецова СО РАН, г. Улан-Удэ – 2, Дальневосточный геологический институт ДВО РАН – 2, Институт проблем безопасного развития атомной энергетики РАН – 2, Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН – 2, Институт геологии УФИЦ РАН – 3, Федеральный исследовательский центр комплексного изучения Арктики им. академика Н.П. Лаверова УрО РАН, г. Архангельск – 3, Институт геологии и сейсмологии, г. Кишинев, Республика Молдова – 2, Институт геофизических исследований, Казахстан г. Курчатов – 1, Филиал НЯЦ РК Институт радиационной безопасности и экологии, Казахстан г. Курчатов – 1, Федеральный исследовательский центр «Якутский научный центр СО РАН» – обособленное подразделение Института проблем нефти и газа СО РАН – 5, Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН – 1; Институт химии нефти СО РАН – 5, Институт горного дела УрО РАН – 8; из НИИ: АО «ТомскНИПИнефть» – 15, ООО «Сахалиннефть Нефти и Газ» – 1, Научно-технический центр ядерной и радиационной безопасности – 6, ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» – 2, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» – 6, Новосибирский филиал ФГБУ Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт – 2; из предприятий: АО «НАК «Казатомпром» – 2, Сибирский региональный центр ГМСН» Филиал ФГБУ «Гидроспецгеология» – 1, «Инженерно-технический центр «ДЖЭТ» – 1, Группа компаний «Газпром Нефть» – 2, ЕСК СУЭК Назаровский РМЗ – 1, ООО «ПетроГМ» – 1.

Статус участников Симпозиума, выступивших с докладами, следующий: школьников – 20, студентов средних специальных образовательных учреждений – 2, студентов ВУЗов – 174, молодых ученых – 132.

Дальнее зарубежье было представлено странами: Ирака, Египта, Китая, Индонезии, Эквадора, Мали и других. Ближнее зарубежье (страны СНГ) было представлено странами: Республика Казахстан, Республика Узбекистан, Республика Молдова.

Перед участниками симпозиума на открытии каждой секции выступали ведущие ученые, профессора, представители ведущих производственных организаций, которые осветили проблемы и перспективы развития науки 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 XXIX 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 125-летию со дня рождения академика Академии наук СССР, профессора К.И. Сатпаева и 130-летию со дня рождения члена-корреспондента Академии наук СССР, профессора Ф.Н. Шахова.

В рамках Симпозиума силами Центра Хериот-Ватт Томского политехнического университета проводилась деловая игра «Синтез Лайт» в которой приняли участие студенты, а также преподаватели. 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_megorg.

В рамках Симпозиума сотрудниками Научно-технической библиотеки ТПУ была подготовлена выставка, посвященная геологам – участникам Великой Отечественной войны.

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, геологии нефтегазоносных бассейнов. Объекты исследования охватывали широкий стратиграфический диапазон – от венда до четвертичного периода: изучались карбонатные, терригенные и углеродистые осадочные отложения, сформированные в различные геологические эпохи. Актуальные темы, затронутые докладчиками, рассматривались с помощью новейших методов изучения горных пород, рассеянного органического вещества, заключенного в них, и органических остатков. В докладах активно использовались как традиционные (палеонтологические, биостратиграфические, литолого-фациальные, литохимические, геофизические и др.), так и современные методы, опирающиеся на результаты хромато-масс-спектрометрии, пиролитических, рентгенофлуоресцентных, рентгеноспектральных, изотопных и др. видов анализов; трассерные исследования, газовая съемка.

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.

Обращает на себя внимание тот факт, что часть работ выполнена в рамках Госзадания РАН, грантов Российского научного фонда, Министерства науки и высшего образования Российской Федерации.

Доклады, представленные на **секцию 2 «Рудообразующие системы: проблемы минералогии, геохимии и петрологии»** полностью соответствовали тематике секции. Актуальность докладов участников заключается в решении научных и практических проблем в области исследования геологических аспектов месторождений полезных ископаемых, затрагивающих вопросы вещественного состава пород и руд, благородной минерализации, термобарогеохимии, геммологии, а также оптимизации процессов добычи полезных ископаемых разными способами обогащения. Необходимо отметить высокий уровень докладов молодых ученых, которые используют в своих научных работах как традиционные методы исследования (минералогические, минеграфические, инфракрасную спектроскопию, спектральный и рентгеноструктурный анализ, математическую статистику, геоинформационные методы и др.), так и новейшие методы.

Большой интерес вызвали результаты исследований Усольцовой А.Е., основанные на выполнении термобарометрии пород Архейского Тикшеозерского зеленокаменного пояса с применением расчетов мультиравновесных РТ-диаграмм, которые позволили выявить условия метаморфизма пород Кичанской структуры амфиболитовой фации повышенных давлений. Не меньший интерес вызвали работы, связанные с установлением влияния осложняющих факторов на эффективность добычи урана методом подземного выщелачивания.

В ходе работы **секции 3 «Геофизические методы исследования природных и техногенных систем»** были заслушаны и обсуждены доклады, охватывающие широкий спектр проблемных вопросов геофизики.

Наибольшее количество докладов были посвящены геофизическим исследованиям рудных регионов Центральной и Восточной Сибири. По данным наземной и аэрогеофизической съемок рассмотрены структуры физических полей Верхне-Енашиминского и Партизанского рудных узлов золотоносной провинции Енисейского края и уникального золоторудного месторождения Сухой Лог в Патомском нагорье. Доказывается длительное, многостадийное развитие геофизических обстановок золотого оруденения.

Применительно к месторождениям углеводородов были затронуты вопросы поисково-разведочного содержания. В одном из докладов обосновывается необходимость картирования зон трещиноватости в нефтегазоносных провинциях Восточной Сибири на основе комплексных данных геофизических исследований скважин и сейсморазведки для оценки анизотропии проницаемости горных пород и прогноза вероятных путей миграции флюидов и участков их скопления в сложно построенных резервуарах. В другом – рассматривается несоответствие критических удельных сопротивлений горных пород в коллекторах тюменской свиты (Западная Сибирь), полученных по результатам фактических измерений и расчетным путем.

В области инженерно-экологических исследований были показаны результаты анализа аномальных физических свойств многолетнемерзлых пород и возможности геофизических методов для изучения структуры криолитозоны в северных регионах страны. По данным спутниковых снимков LANDSAT 8-9 были рассчитаны температуры и построена карта теплового поля земной поверхности г. Томска и его окрестностей, выявлены участки значительного теплового загрязнения на территории города.

В рамках фундаментальных сейсмологических исследований показано влияние землетрясения в афганской провинции Герат 7 октября 2023 года на вариации магнитного поля Земли: в индийских магнитных обсерваториях зарегистрированы короткопериодные возмущения в поле вектора магнитной индукции.

Секцию 4 «Гидрогеология, инженерная геология и землеустройство» открывала д.г.-м.н., заведующая кафедрой - руководителя отделения геологии на правах кафедры Н.В. Гусева с докладом, 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, устойчивого развития территорий, функционирования и мониторинга природных и природно-технических систем, глобальных и региональных экологических кризисов, исторических (палеоэкологических и палеоклиматических) реконструкций, моделирования и прогноза современных изменений окружающей среды и климата, рационального природопользования, охраны и защиты окружающей среды. В рамках работы секции было представлено 3 пленарных доклада молодыми ведущими учеными из Новосибирска (К.А. Мезина, к.г.-м.н., Институт геологии и минералогии им. В.С. Соболева СОП РАН, тема доклада – «Естественные и техногенные радионуклиды в системах «лишайник/мох – лесная подстилка» на территории Западной Сибири»), Томска (А.А. Слепушкина, Томский политехнический университет, ООО «Производственная безопасность и экология», тема доклада – «Автоматизация задач экологического мониторинга с применением отраслевого

программного продукта «1С:Экология. Охрана окружающей среды КОРП»), Петропавловска-Камчатского (О.В. Бергаль-Кувикас, к.г.-м.н., Институт вулканологии и сейсмологии ДВО РАН, Камчатский государственный университет им. В. Беринга, тема доклада – «Условия формирования кальдереобразующих извержений Курильской островной дуги и их влияние на окружающую среду»). 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, 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 малодебитного фонда скважин, системный подход к анализу эксплуатации скважин, позволяющий осуществлять постоянный автоматизированный контроль параметров работы скважины, своевременно реагировать на изменения условий эксплуатации малодебитных скважин, исключать нежелательные режимы работы и предотвращать отказы оборудования, 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»**, рассмотрели широкий спектр актуальных тем по специфике секции: от материалов, применяемых в отрасли, и подготовки продукта к транспортировке до мероприятий, направленных на повышение конструктивной эффективности оборудования, и определения оптимальных условий его эксплуатации.

Приведены исследования изменения прочностных характеристик неметаллических композиционных материалов, применяемых в трубопроводном транспорте углеводородов, была получена зависимость глубины полимеризации и процентного упрочнения от толщины образца и времени выдержки, а также разработанная методика упрочнения изделий из «слоистых» композиционных материалов путем выдержки в водном растворе; рассмотрены методики расчета некруглых зубчатых колёс планетарного механизма роторной гидромашины, возможности и реализация оптимизации корпуса трубопроводной задвижки.

Интересным является подход, связанный с возможностью создания подземных хранилищ природного газа в гидратном состоянии в зонах распространения многолетней мерзлоты; установлено, что наиболее целесообразным является сооружение хранилищ в пористых средах с пресной и слабоминерализованной пластовой водой.

Обоснована возможность внедрение инновационных продуктов в производственные процессы в нефтегазовой отрасли. В ходе анализа организационно-технических мероприятий по проведению диагностического обследования объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов были предложены рекомендации, направленные на повышение энергоэффективности дополнительного дефектоскопического контроля с применением дополненной реальности.

Установлены закономерности влияния смолистых компонентов разного состава на степень ингибирования присадки в высокопарафинистой нефти. Рассмотрены ингибирующие композиции и установлен характер их влияния на температуру фазовых переходов, температуру застывания и количество асфальтосмолопарафиновых отложений в системе.

Приведены результаты натурных и вычислительных экспериментов по оценке влияния вынужденных колебаний на участках неметаллического трубопровода; эрозии с полидисперсным составом на преждевременное возникновение коррозии труб.

Интересной является разработка предложений по повышению эффективности эксплуатации магистрального газопровода с упруго-пластическим изгибом. Были определены степени опасности участков такого газопровода, что позволит обеспечить более высокий показатель надежности и снизить количество аварий на магистральных газопроводах, преимущественно за счет устранения ранней причины возникновения трещин, расслоения металла и коррозионного растрескивания.

Результаты значительного количества докладов основаны на вычислительном эксперименте, применении компьютерных технологий, которые позволяют оценить напряженно-деформированное состояние оборудования, выбрать его оптимальную конструкцию, оценить допустимость дефектов, прогнозировать отказы.

Доклады, представленные на **секции 8 «Химические технологии переработки минерального и углеводородного сырья»** традиционно касались совершенствования процессов подготовки и переработки нефти, газоконденсатов, природных и попутных газов и горючих сланцев, а также минерального сырья природного происхождения. В работах были представлены результаты экспериментальных исследований каталитического крекинга тяжелых нефтей в присутствии различных дисперсных катализаторов, продуктов раздельного крекинга полярных и неполярных компонентов окисленного высокосернистого вакуумного газойля, бензина каталитического крекинга с использованием различных хроматографических методов, продуктов гидрокрекинга смесового сырья методом двумерной газовой хроматографии.

Особое внимание было уделено вопросам моделирования углеводородного состава и процессов переработки нефтяных фракций. Доложены результаты исследований в области повышения энергоэффективности процесса сжижения природного газа в арктических условиях, моделирования процесса гидратообразования в процессах добычи и транспортировки природного газа, парового риформинга природного газа с использованием алгоритмов искусственного интеллекта, каталитического риформинга бензинов, замедленного коксования гудрона на основе формализованной схемы превращений веществ и сульфирования алкилбензолов с получением полуфабрикатов синтетических моющих средств.

Авторами продемонстрированы возможности синтеза искусственных газовых гидратов с добавлением специализированных ПАВ для использования в пожаротушащих технологиях, переработки зол ТЭС от сжигания мазута, утилизация угольной пыли методом брикетирования с использованием связующего реагента, синтеза плотнеспеченной анортитовой керамики на основе природного сырья с добавками оксидов магния и железа (III), применения наносекундных электромагнитных импульсов в процессе выщелачивания благородных и цветных металлов из руды.

В представленных результатах исследований использованы современные подходы и методы как экспериментального, так и численного характера: газовая, жидкостно-адсорбционная и двумерная хроматография, метод структурно-ориентированного объединения, математическое и нейросетевое моделирование, пинч-анализ.

На **секции 9 «Энергоснабжение и автоматизация объектов нефтегазовой промышленности»** тематика работ охватывает комплексную проблематику в области создания устойчивой и эффективной системы энергообеспечения предприятий нефтегазового сектора. Особое внимание уделяется изучению потенциала альтернативных источников энергии и технологий аккумулирования электроэнергии, функционирующих как в составе общей сети, так и в изолированном режиме. Рассматриваются методы повышения устойчивости энергосистем, оптимизации энергопотребления оборудования, определения неисправностей с дальнейшим их устранением. Также проводится оценка перспектив внедрения инновационных технических решений и современных технологических разработок в данной сфере.

Проанализированы ключевые направления в области исследования физико-химических процессов при переработке нефтяного газа, включая механизмы воспламенения и сгорания топливных материалов. Особое место занимает применение современных программных комплексов и технических средств моделирования для оценки эффективности генерации электроэнергии и оптимизации производства.

Отдельное внимание уделено задачам моделирования процессов в области энергоснабжения и автоматизации, в том числе для улучшения эффективности горения топлива, добычи нефти, применения систем накопления электрической энергии с обеспечением устойчивости энергоснабжения за счет современных технических решений.

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, моделирование природных процессов.

Редакционная коллегия, в целях поддержки научной молодежи, как правило, публикует материалы большинства представленных докладов. Критерием отбора служит 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», журналу «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

OPTIMIZATION TASKS IN THE OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT AND WAYS TO SOLVE THEM

Piskunov S.A.

Scientific advisor associate professor S. Davoodi
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The development and exploitation of a place is a complex task with many uncertainties. From geological to technical uncertainties. Often the variables are so numerous that the problem is reduced to optimizing the selected system to obtain the best possible result. This aspect brings many seemingly engineering questions into the mathematical sphere [4].

Optimizing oil and gas field development requires addressing multiple uncertainties, ranging from geological formations to technical constraints. The complexity of these tasks necessitates a systematic approach to selecting and fine-tuning key variables for enhanced efficiency and resource utilization. By integrating engineering principles with mathematical optimization techniques, industry professionals can improve decision-making, minimize risks, and maximize the economic and operational potential of oil and gas projects [4].

One of the key optimization tasks in oil and gas field development is reservoir management. Engineers and geologists must analyze geological models, well placement, and production strategies to maximize hydrocarbon recovery while minimizing operational costs. Computational models and simulations play a critical role in evaluating different scenarios and predicting reservoir performance. Advanced machine learning techniques and artificial intelligence are also being integrated to refine models and improve forecasting accuracy [5].

Another crucial aspect is the optimization of drilling operations. Selecting the best drilling trajectories, casing designs and mud programs requires balancing cost, safety, and efficiency. Real-time data analytics and automation help adjust drilling parameters dynamically, reducing uncertainties and preventing potential failures [7].

Moreover, Optimization algorithms play a crucial role in ecology and geology, particularly in understanding and mitigating CO₂ accumulation. In ecology, these algorithms help in modeling ecosystem dynamics to predict how changes in CO₂ levels affect biodiversity and habitat sustainability. For instance, they can optimize reforestation strategies by identifying the most effective locations and species to plant, thereby maximizing carbon sequestration. In geology, optimization algorithms are used to enhance carbon capture and storage (CCS) techniques. They assist in selecting the best underground formations for storing CO₂, ensuring that the gas is securely contained and does not leak back into the atmosphere. Additionally, these algorithms can optimize the injection rates and pressures to maximize storage capacity and minimize environmental risks. By integrating data from various sources, such as satellite imagery, soil composition, and climate models, optimization algorithms provide valuable insights and solutions to combat CO₂ accumulation and its adverse effects on the environment [2].

In addition to reservoir and drilling optimization, production strategies must be continuously refined. This involves managing production rates, fluid flow, and enhanced recovery techniques such as water flooding or gas injection. By employing optimization algorithms, engineers can determine the most effective recovery methods while ensuring environmental compliance and cost-effectiveness [6].

Optimization is the process of finding the best solution among a set of alternative combinations of parameters, which are given by a range or set of discrete values. This problem is usually solved by minimizing or maximizing the target function (depending on the application area). The following key aspects of optimization are distinguished [1]:

Target function - the mathematical dependence to be optimized. In many tasks, this expression is profit, economic costs;

Constraints, which define permissible values of variables. It is these constraints that add physicality and allow the algorithm to converge better (the search window is significantly reduced);

Solution method - the algorithm itself, which allows solving the problem.

There are many different methods for solving optimization problems. These methods include linear and nonlinear programming, gradient methods, population methods and many others. Since in this case the calculations of the target function are carried out with the help of hydrodynamic simulator, in which complex calculations are made and the problem is solved through a finite-difference scheme, the target function in an explicit form, which connects the input parameters output parameters. As a rule, to perform the optimization process, it is necessary to identify the function (if possible) and the parameters that affect the result of the target function. If the function is known, gradient algorithms can be applied. However, as a rule, a black box when developing a method, which does not allow applying gradient descent directly consequently, in oil and gas industry case, the most appropriate methods for optimization are possible through the application of population algorithms, represents the system. The most popular representatives of these classes of algorithms were considered as initial algorithms: genetic algorithm (GA) and particle swarm method (PSM) [3].

A genetic algorithm is a heuristic search method used to solve optimization and simulation problems based on the principles of natural selection and genetics. The key idea is to mimic the process of evolution by allowing "individuals" (representing possible solutions) to compete with each other in an attempt to get the best result. The algorithm is based on

selection of the best representatives of the population, their further interbreeding and mutation. All the presented processes are probabilistic, which makes this method stochastic. This allows us to find exactly global optimums, which distinguishes it from gradient methods [3].

The particle swarm method is an optimization algorithm based on the concept of collective behavior in a multidimensional solution space. It is used to solve optimization problems, especially under conditions of uncertainty and lack of an explicit objective function. The basic idea is that a group of “particles”, each representing a potential solution, moves through the parameter space in order to find the optimal solution. The algorithm uses information about the current positions and values of the target function to adapt the trajectories of the particles, which allows efficiently exploring the solution space and finding global optima. The function for optimizing gradient boosting can look like in following expression [3]:

$$v_i(t+1) = w * v_i(t) + c_1 * r_1 * (p_i - x_i(t)) + c_2 * r_2 * (g - x_i(t))$$

Where $x_i(t)$ – the position of particle i at time step t ; $v_i(t)$ – the velocity of particle i at time step t ; w – the inertia coefficient, which controls the effect of the current velocity; $l(g(t))$ – the loss function; c_1, c_2 – acceleration coefficients, which control the influence of personal and global best solutions; r_1, r_2 – are random numbers uniformly distributed in the interval $[0,1]$; p_i – the best position of a given particle (personal experience); $f_t(x_i)$ – the best position found by particle i (personal best); g – the best position found by the whole swarm (global optimum).

In scientific terms, optimization problems are addressed by identifying key features (input variables) that significantly influence a defined cost (or objective) function. The subsequent step involves employing algorithms to explore the feature space, seeking the optimal combination of feature values that minimize (or maximize) the cost function. Feature selection is crucial to reduce dimensionality and focus on the most impactful variables, thereby improving the efficiency and accuracy of the optimization process. Techniques ranging from gradient-based methods to evolutionary algorithms are utilized to navigate the complex, often high-dimensional, feature landscapes and converge on the solution that best satisfies the defined criteria [3].

In addition, it is necessary to mention that data science is experiencing tremendous breakthroughs on a daily basis, which is having a huge impact on other areas of engineering as well. As data science is the statistics group of methods where the cost (loss) function is optimizing. The goal of the learning process is to minimize this loss function. Therefore, finding the optimal parameters for a machine learning model is an optimization problem. It helps oil and gas engineers to get all advantages for this approach in their local area. It is related to all machine learning prediction models, which are used in almost all areas of oil and gas engineering. The integration of advanced computational tools, big data analytics, and innovative engineering techniques is essential for solving optimization challenges in oil and gas field development. Continuous advancements in digital technology and automation will further enhance decision-making processes, leading to more sustainable and profitable oil and gas operations. The integration of these advanced computational tools with traditional engineering practices will be critical in ensuring sustainable, cost-effective, and environmentally responsible oil and gas field development. Mathematical optimization techniques and innovative algorithms are being developed to model and optimize complex systems within the industry. Data science applications in this field involve analyzing large datasets from seismic data, drilling operations, and production activities to generate insights and improve decision-making. The integration of these computational methods marks a significant advancement in petroleum engineering, enabling more efficient and effective resource management and problem-solving [1].

The integration of optimization algorithms, artificial intelligence, and data-driven decision-making is transforming oil and gas field development. These advancements lead to greater efficiency, reduced environmental impact, and enhanced economic viability. Predictive algorithms are used in oilfield optimization to improve operations and maximize the field's lifecycle. These algorithms apply to both optimization and maintenance, supporting the search for solutions to events that cause production loss.

References

1. França R.P. et al. An overview of deep learning in big data, image, and signal processing in the modern digital age // Trends in deep learning methodologies. – 2021. – C. 63-87.
2. Davoodi S. et al. Machine learning insights to CO₂-EOR and storage simulations through a five-spot pattern—a theoretical study // Expert Systems with Applications. – 2024. – T. 250. – C. 123944.
3. Ma H., Shen S., Yu M., Yang Z., Fei M., Zhou H. Multi-population techniques in nature inspired optimization algorithms: A comprehensive survey. Swarm and Evolutionary Computation, 2019, vol. 44, pp. 365–387. DOI: 10.1016/j.swevo.2018.04.011.
4. Madsen R.B., Høyer A.-S., Andersen L.T., Møller I., Hansen T.M. Geology-driven modeling: A new probabilistic approach for incorporating uncertain geological interpretations in 3D geological modeling. Engineering Geology, 2022, vol. 309, 106833. DOI: 10.1016/j.enggeo.2022.106833.
5. Mahmood H.A., Al-Fatlawi O. Well placement optimization: A review // AIP Conference Proceedings. – AIP Publishing, 2022. – T. 2443. – № 1. DOI: 10.1063/5.0091904.
6. Mirzaei-Paiaman A., Santos S. M. G., Schiozer D.J. Optimization of design variables and control rules in field development under uncertainty: A case of intelligent wells and CO₂ water alternating gas injection. Geoenergy Science and Engineering, 2023, vol. 227, 211854. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.211854.
7. Zhou Y., Chen X., Wu M., Cao W. A novel optimization method for geological drilling vertical well. Information Sciences, 2023, vol. 634, pp.550–563. DOI: 10.1016/j.ins.2023.03.082.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПРИХВАТОВ
В РЕГИОНАХ ЮЖНОГО ИРАКА**

Ал-обаиди С.С.^{1,2}

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов¹

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

²*Университет Диялы, г. Дияла, Ирак*

Актуальность. Установлено, что моделирование процессов бурения, основанное на современных методах анализа, визуализации, обработки данных по: 1) учету особенностей распределений параметров, характеризующих теплодинамическую энергонапряженность, деформационность в локальных областях сложных по реологическим свойствам, структуре, фазовому составу; 2) определению сосредоточенных и распределенных нагрузок от спектра внутренних и внешних сил на термодинамическую систему «порода-скважина – оборудование-раствор», функционирующего в конкретных геологических и климатических условиях, способно проникнуть в суть геобурительных процессов, прогнозировать динамику взаимодействия бурового инструмента с контактируемой средой. Использование комплексных 3D- MEM-models и быстродействующих алгоритмов построения их численного решения дает возможность корректно прогнозировать неблагоприятные сценарии бурового процесса, анализировать потенциальные риски образования прихватов. Это способствует совершенствованию инженерных методик [1, 2]. В работе поставлена цель: 1) уяснить особенности и закономерности, осложняющие процесс бурения участков месторождений Южного Ирака на примере пласта Мишриф в рамках схемы, отвечающей рис. 1, 2; 2) разработать комплексную модель прогнозирования прихватов, опираясь на идеи MEM-model; 3) выдать рекомендации по совершенствованию методик бурения пласта Мишриф в режиме in situ.

Введение. Анализ данных по бурению пород в регионах Южного Ирака показывает, что одним из самых тяжелых видов аварий, является прихват технологического инструмента (ТИ). Это быстропротекающий процесс, возникающий из-за нарушения условий устойчивости ствола скважины, высокой подвижности колонны буровых труб [1,2]. Установлено, что скважины, в которых происходили прихваты с вероятностью до 40 % - перебуривались или ликвидировались [1,2]. Причем, до 10 % прихватов в этих скважинах можно было ликвидировать менее чем за 4 часа, а до 50 % таких прихватов среди них были ликвидированы менее чем за 4 часа. Эти технологические операции были высокочастотны и приводили к большим убыткам. Данные исследований по разработке месторождений в рассматриваемых регионах Ирака позволяют дифференцировать прихваты в группы с характерными особенностями:

- дифференциальный прихват;
- прихват вследствие геометрических изменений ствола скважины;
- прихват вследствие зашламования/закупоривания кольцевого пространства твердыми частицами.

Результаты и их анализ. Установлено, что эффективность прогноза прихватов указанных групп повышается при обращении к методологии комплексного физико-математического и численного геобурительного моделирования (в рамках MEM-model). Ее основу составляют идеи управления деформационными процессами в сопряженной термодинамической системе «порода-скважина – технологическое оборудование- буровой раствор» посредством детального анализа пространственно- временных распределений локальных и интегральных параметров системы, которые следуют из численного решения дифференциальных уравнений процессов переноса, как законов сохранения импульса, тепла и массы, записанных для напряженных и связанных областей (см. детали, например, в [1, 2]). Решение таких уравнений требует их дополнений замыкающими связями (условиями однозначности/краевыми условиями), которые предлагаются в настоящем исследовании с учетом идентификации особенностей процесса бурения в пласте Мишриф в режиме in situ (в полевых условиях). Такие замыкания принимаются в качестве начальных и граничных условий для анализа математической моделью и прогноза процессов возникновения того или иного вида прихвата при конкретных режимах функционирования бурового оборудования. Заметим, что корректно прогнозировать прихваты можно только, если учитывать большой набор влияющих факторов, что в полевых условиях в настоящее время не всегда возможно. Соответственно, разработка геобурительной модели, учитывающей множество важных эффектов в деформационных процессах (тепловых, гидродинамических, диффузионных) в элементах термодинамической системы (образцах породы, структуре раствора, геометрической конфигурации оборудования и т. п.), требует корректной формулировки условий однозначности. Это важный и принципиальный этап на пути формулировки MEM-модели и метода ее решения, который рассматривается в настоящем исследовании. Заметим, что технология создания модели подробно изложена в [1, 2]. Для ее применения к решению проблем с прихватами и получения набора соотношений к формулировке условий однозначности MEM- model были проведены следующие мероприятия. В частности, в ходе эксперимента по моделированию процессов бурения и прогнозированию прихватов в пласте Мишриф была выполнена детализированная программа исследований, включающая несколько этапов, каждый из которых был основан на конкретных измерениях и значениях.

Первый этап заключался в геологическом картировании района. В процессе исследования была собрана информация о следующих характеристиках пласта. Литология. Установлено, что пласт Мишриф имеет среднюю толщину около 120 метров с преобладанием песчаников, содержащих множество конгломератов и известняков. Структуры представляют собой сложные слоистые формации, где диапазон пористости колебался от 15 до 30 % в зависимости от глубины залегания. Водоносность. Уровень водоносности был зафиксирован на уровне 0,5–1,2 литра в секунду, что при изучении верхнего горизонта пласта способствует значительным выработкам воды. Уровень грунтовых вод колебался в пределах 50–70 метров на поверхности. Физико-механические свойства. Прочность на сжатие породы варьировалась от 25 до 45 МПа, а модуль деформации находился в диапазоне 10–30 ГПа. На втором этапе были выбраны участки для бурения. Для этого было проанализировано 10 предварительных скважин, основанных на данных геофизических исследований, из которых 3 скважины были отобраны для бурения.

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

Использовались различные методы бурения: роторное (с характерным диаметром 200 мм) и обратное промывание. Каждая скважина бурилась на глубину до 300 метров. При процессе бурения фиксировались следующие параметры. Скорость бурения. Средние значения составили 10–20 метров в час, в зависимости от типа породы и использованного метода. Давление. Рабочее давление в системе бурения поддерживалось в диапазоне 2–3 МПа, что обеспечивало необходимый поток промывочной жидкости. Объем промывочной жидкости. В среднем, для каждой буровой операции использовалось около 50–100 м³ воды на протяжении всего процесса бурения.

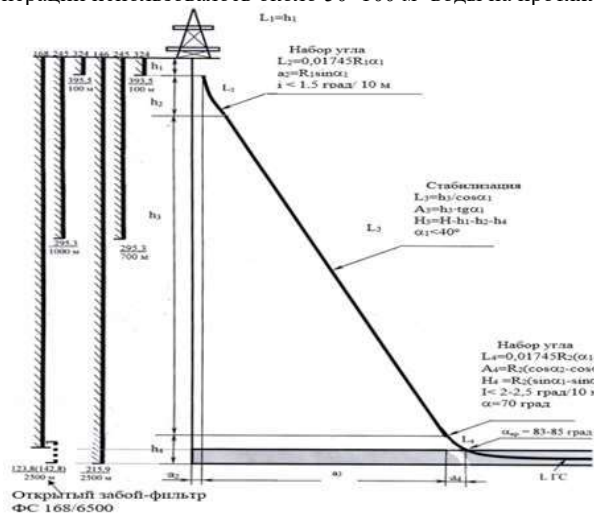


Рис. 1. Схема условий выполнения горизонтального бурения пласта Мишириф, Ирак

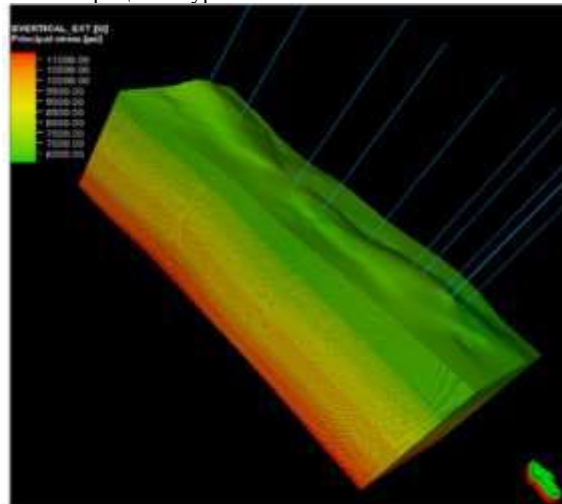


Рис. 2. Пласт Мишириф

В ходе эксперимента также наблюдались прихваты, которые стали серьезной проблемой на этапе бурения. Из 10 бурений, проведенных в исследуемой зоне, в 4 случаях (40 %) наблюдались прихваты, которые были вызваны следующими факторами: - высокая прочность породы в сочетании с низким давлением на забое; - непреднамеренное изменение геологической структуры (обнажение трещиноватых формаций); - наличие в породе глинистых слоев, способствующих образованию «муки» и увеличивающих вероятность заклинивания. На заключительном этапе анализа были разработаны рекомендации по улучшению технологии бурения. Это включает адаптацию серий промывочных жидкостей и управление параметрами давления в зависимости от глубины и изменения характеристик породы.

С учетом собранных данных и анализов, была составлена прогнозная модель (a posteriori – дополнение для краевых задач MEM-model), снижающая риск прихватов на 30 % по сравнению с прошлогодними данными, что имеет важное значение для повышения эффективности использования ресурсов при строительстве трубопроводов и других инженерных инфраструктур. Таким образом, указанные мероприятия – эксперимент – продемонстрировал важность комплексного анализа соответствия данных для построения геобурильной MEM-model для пласта Мишириф, основу которых составили данные предварительных исследований и постоянный мониторинг всех параметров во время буровых работ в режиме in situ.

Выводы. Результаты исследования указывают: 1. При разработке геобурильной модели и ее применению для рассматриваемого региона Ирака необходимо провести идентификацию параметров по установленным условиям однозначности для MEM-model с целью определения диапазона изменений значений характерных критериев подобия задачи. Это позволит полученное решение о прихвате в рамках MEM-model сводить к отслеживанию режимов функционирования оборудования по данным теории подобия. И прогнозировать неблагоприятные условия при других конфигурациях термодинамической системы «порода – скважина – оборудование – раствор», которые будут тождественны для соответствующих процессов в геометрически подобных системах и функционировании объекта управления в таких же физически подобных условиях. 2. В практических рекомендациях персоналу можно достоверно рекомендовать блокирование нежелательных эффектов в работе оборудования при его выходе на режимы значений характерных критериев, определяющих прихваты. 3. Исследование требует учета большого количества переменных, влияющих на процесс бурения; геология каждого конкретного участка может значительно различаться, и это требует адаптации методов бурения к местным условиям. 4. При построении численного решения задачи по 3D-MEM-model важную роль играет этап достоверности. 5. Актуален и обоснован подход разработки систем мониторинга сопряженных процессов в термодинамической системе в реальном времени, который позволяет оперативно реагировать на изменения в условиях бурения.

Литература

1. Al-obaidi S.S., Kharlamov S.N. Analysis of pipe sticking at well drilling in the South Iraqi limestone and sandstone reservoirs. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. – 2024. – V. 335. – № 8. – P. 91–111.
2. Харламов С.Н. Ал-обаиди С.С., Эван Д. Прогресс в исследованиях ингибиторов набухания глин: аналитический обзор // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 10. – С. 146–166.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОЗНИКНОВЕНИЕ ПРИХВАТОВ

Ал-обаиди С.С.^{1,2}

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов¹

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

²Университет Диялы, г. Дияла, Ирак

Актуальность. Буровые растворы играют ключевую роль в процессе бурения, поскольку выполняют сразу несколько важнейших функций: поддерживают давление в скважине; удаляют выбуренные породы; охлаждают и смазывают долото, а также обеспечивают защиту стенок скважины от обрушений и выбросов флюидов. В таких условиях для прогнозирования механизмов возникновения прихватов бурового оборудования важно корректно предсказывать особенности и выявлять закономерности процессов, сопровождающих изменения состава и физико-химических свойств буровых растворов, пространственной эволюции напряженно-деформируемого состояния геологических пород. В силу сказанного, в настоящей работе поставлена цель: (1) оценить достижения в современных подходах мониторинга прихватов и управления реофизическими и химико-механическими свойствами в термодинамической системе «порода (П) – раствор (Р) – оборудование (О)»; (2) выявить особенности, закономерности в функционировании бурового оборудования в сопряженной системе «П-Р-О» и установить для нее критерии возникновения прихвата; (3) оценить возможности внедрения новых технологий в полевые условия разработки месторождений Южного Ирака (пласт Мишриф).

Введение. Хорошо известно, что на организацию эффективности бурения влияют процессы переноса массы, импульса, тепла в системе «П-Р-О», которые осложнены нелинейностью изменения тепло-, гидро- и реофизических свойств (вязкости, плотности, теплопроводности, диффузионности), а также неоднородностью распределения внутренних и внешних (массовых и поверхностных) сил элементов системы [1–6]. Высокая вязкость бурового раствора, динамические и тепловые нагрузки могут привести к образованию значительных внутренних (коллоидных) и массовых (гравитационных, инерционных, центробежных, межфазных) сил, трения между бурильным инструментом и стенками скважины, что делает его более подверженным прихватам. С другой стороны, если буровой раствор имеет низкую вязкость, значительную пористость породы и диффузионность, все это может привести к недостаточной поддержке стенок скважины и увеличению вероятности возникновения прихватов из-за размыва породы. Более того, следует учитывать изменения в структуре/химическом составе бурового раствора, особенно в оценке его взаимодействия с горными породами из-за интенсификации межфазных явлений в буровом растворе. Установлено, что некоторые компоненты раствора могут вызывать коррозию бурильного инструмента или химическую реакцию с минералами в породах, что приводит к рискам возникновения прихватов. В таком многообразии физических эффектов, сопровождающих функционирование термодинамической системы «П-Р-О» процесс циркуляции бурового раствора внутри ствола скважины, играет определяющую роль в обеспечении эффективного бурения и поддержании безопасности операции [1]. В частности, циркуляция бурового раствора способствует удалению обрабатываемых частиц и отложений, которые образуются в процессе бурения. Подтверждено что: (1) при оптимальных условиях циркуляции уровень застоев шлама снижается на 30–50 % по сравнению с недостаточной циркуляцией; (2) буровой раствор способствует поддержанию рационального давления в оборудовании и скважине; (3) циркуляция препятствует нагреву бурильного инструмента; (4) циркуляция бурового раствора имеет положительное влияние на управление флюидными теплогидродинамическими и диффузионными процессами, транспортными эффектами [1–3]. Всесторонний анализ библиографических данных по рассматриваемой проблеме указывает, что в практике приложений популярными являются буровые растворы, состав которых представлен на рис. 1. Такие растворы способствуют интенсивному разрушению породы буровым инструментом, что позволяет более эффективно вскрывать продуктивные горизонты [1–5]. В теплогидродинамических процессах существенна роль морфологии буровой смеси. Прогноз напряженного состояния и динамики течения определяется характером распределения поверхностных сил, локальных изменений компонент тензора напряжений и деформаций. Для управления этими параметрами требуется разрабатывать комплексные геобурильные модели, в рамках которых возможно получить сведения об изменениях локальной структуры и химического состава раствора и породы [1, 2, 3]. Так, полученные низкие значения сдвигового напряжения в системе могут свидетельствовать о том, что раствор обладает хорошей текучестью, что, в свою очередь, благоприятно сказывается на процессе бурения, позволяя буровому шламу свободнее перемещаться. Также анализ современных технологий и данных геобурильного моделирования показывает, что методы, учитывающие изменения морфологии смеси, способствуют повышению стабильности скважин, улучшению качества бурения и сокращению времени на выполнение технологических операций.

Результаты и их анализ. Мониторинг производительности оборудования в полевых условиях разработки месторождений Южного Ирака, результаты имеющихся публикаций позволяют утверждать, что современные технологии анализа свойств буровых растворов направлены на создание высокоэффективных систем, обладающих хорошими реологическими и фильтрационными свойствами, что крайне важно для успешного завершения буровых операций. Антифрикционные свойства растворов могут быть улучшены с помощью добавления смазочных материалов на нефтяной основе, графита или гудрона. Во избежание потери качественных характеристик при работе в условиях повышенной температуры бурной раствор обычно обогащают антиоксидантами или хроматами натрия и кальция. Для пеногашения в состав могут быть включены резиновая крошка, кислота или спиртовые компоненты. Таким образом, выбор и подготовка бурового раствора являются высокосложными задачами, требующими глубокого понимания и анализа их свойств, назначения к использованию в зависимости от условий бурения. Демонстрация технологий работ на месторождениях Ирака показывает, что при бурении скважин при глубине порядка 3000 метров проявляются следующие значения параметров: скорости бурения, давления в скважине и свойства бурового раствора.

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

Так, на начальном этапе бурения скорость бурения составляла 15 м/ч, а давление в скважине было на уровне 200 бар (≈ 2900 psi). Обычно такое давление считается нормативным для данного типа геологических формаций. Однако, по мере углубления на 1500 метров было получено снижение скорости бурения до 10 м/ч. Это снижение сразу же привлекло внимание, поскольку оно стало индикатором проблем с бурением. При этом, давление в скважине возросло до 250 бар (≈ 3625 psi), что также указывало на возможные изменения в системе. Персоналом было принято решение провести анализ состава бурового раствора. Результаты показали, что его плотность возросла до 1.4 г/см³, а вязкость достигла 30 сП. Эти параметры существенно превышали требования для оптимальной работы в данной геологии (плотность – 1.2 г/см³, вязкость – 20 сП), что стало причиной ухудшения эффективности бурения. В ответ на данные изменения, были реализованы мероприятия, по которым в буровой раствор были введены специальные добавки для снижения вязкости и улучшения его циркуляции. После внесения модификаций, вязкость уменьшилась до 18 сП, а плотность – до 1.25 г/см³. После этого были рекомендованы следующие действия: постепенно увеличивать скорость насосов для улучшения циркуляции, а также контролировать давление в скважине, чтобы обеспечить его уровень не выше 210 бар (≈ 3045 psi). Данные меры позволили стабилизировать ситуацию на месторождениях Ирака (пласт Мишриф): скорость бурения снова увеличилась до 12 метров в час, и давление в скважине постепенно вернулось к нормальному значению 205 бар (≈ 2972 psi). Ниже, на рис. 2 приведены изобары в зависимости от глубины бурения пласта Мишриф.

Глина	Суглинок	Супесь	Песок	Гравий
Сода 0,2 - 0,5 кг UNI-GEL 12 - 15 кг UNI-PHFA 0,3 - 1,0 кг UNI-LUB 0,5 - 1,0 л	Сода 0,2 - 0,5 кг UNI-GEL 20 - 25 кг UNI-LUB 0,5 - 1,0 л при необходимости: UNI-PHFA 0,2 - 0,5 кг	Сода 0,2 - 0,5 кг UNI-GEL 20 - 25 кг UNI-LUB 0,5 - 1,0 л при необходимости: UNI-VIS 0,2 - 0,5 кг	Сода 0,2 - 0,5 кг UNI-GEL 25 - 30 кг UNI-VIS 0,3 - 1,0 кг UNI-PAC 0,3 - 1,0 кг UNI-LUB 0,5 - 1,0 л	Сода 0,2 - 0,5 кг UNI-GEL 30 - 35 кг UNI-VIS 0,5 - 1,5 кг UNI-PAC 0,5 - 1,5 кг UNI-LUB 0,5 - 1,0 л
Сода 0,2 - 0,5 кг UNI-BORE 15 - 20 кг UNI-LUB 0,5 - 1,0 л при необходимости: UNI-PHFA 0,2 - 0,5 кг	Сода 0,2 - 0,5 кг UNI-BORE 15 - 20 кг UNI-LUB 0,5 - 1,0 л при необходимости: UNI-VIS 0,2 - 0,5 кг	Сода 0,2 - 0,5 кг UNI-BORE 20 - 25 кг UNI-VIS 0,3 - 1,0 кг UNI-PAC 0,3 - 1,0 кг UNI-LUB 0,5 - 1,0 л	Сода 0,2 - 0,5 кг UNI-BORE 25 - 30 кг UNI-VIS 0,5 - 1,5 кг UNI-PAC 0,5 - 1,5 кг UNI-LUB 0,5 - 1,0 л	Сода 0,2 - 0,5 кг UNI-BORE 30 - 35 кг UNI-VIS 0,5 - 1,5 кг UNI-PAC 0,5 - 1,5 кг UNI-LUB 0,5 - 1,0 л

Рис. 1. Буровые растворы для бурения нефтяных и газовых скважин

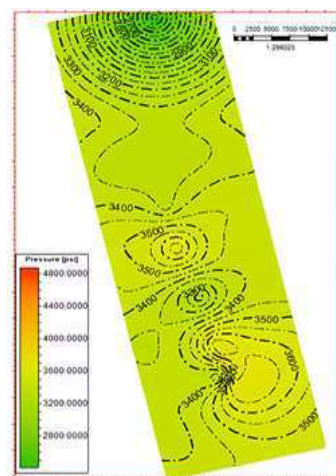


Рис. 2. Распределение изобар в зависимости от глубины бурения пласта Мишриф

Выводы. Представленные результаты показывают, что модификация состава бурового раствора и мониторинг параметров бурения позволили предотвратить возникновения аварийных ситуаций с прихватами и вернуть процесс бурения в стабильное состояние, а также важность оптимизации выбора и подготовки растворов для процесса бурения [1,2,5]. Характеристики буровых растворов, такие как химический состав, вязкость и плотность, оказывают значительное влияние на взаимодействие с геологическими породами, что может приводить к возникновению прихватов (пласт Мишриф). Показано, что в случае полевого мониторинга, увеличение вязкости и плотности раствора может вызвать избыточное давление и затруднить процесс бурения. В результате наблюдения за изменениями этих параметров и оперативное внесение изменений в состав бурового раствора позволило избежать серьезных осложнений и вернуть процесс бурения в стабильное состояние.

Литература

1. Al-obaidi S.S., Kharlamov S.N. Analysis of pipe sticking at well drilling in the South Iraqi limestone and sandstone reservoirs // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. – 2024. – V. 335. – № 8. – P. 91–111.
2. Kharlamov S.N., Janghorbani M., Bryksin M.R. Aspects of computer simulation of transport and cleaning processes from cuttings in horizontal well sections // Matematicheskoe modelirovanie. – 2022. – Т. 34. – № 11. – С. 77–106.
1. Ал-Обаиди С.С., Эван Д., Харламов С.Н. Прогресс в исследованиях ингибиторов набухания глин: аналитический обзор // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 10. – С. 146–166.
2. Григорьев П.С., Лебедев А.И. Анализ причин возникновения прихватов при бурении с использованием различных типов буровых растворов // Научные труды Губкинского университета. – 2018. – Т. 23. – С. 112–118.
3. Петренко О.Н. Исследование влияния добавок к буровым растворам на стойкость оборудования // Вестник нефтяной и газовой индустрии. – 2019. – Т. 15. – № 1. – С. 34–39.
4. Смирнова Т.Ю., Федоров К.В. Эффективные решения для предотвращения прихватов при использовании порошковых буровых растворов // Новые технологии в бурении. – 2020. – Т. 17. – № 4. – С. 22–28.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРИХВАТОВ
ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮЖНОГО ИРАКА**

Ал-обаиди С.С.^{1,2}, Ибрагим М.А.², Аль-Синджари А.А.², Аль-ауси М.Д.²

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов¹

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

²*Университет Диялы, г. Дияла, Ирак*

Актуальность. Южный Ирак, обладающий значительными запасами нефти, сталкивается с множеством вызовов, включая геологические и технические проблемы разработки месторождений, осложненные многочисленными прихватами бурового инструмента, обсадных труб в скважине. Контроль над подобными ситуациями требует внедрения современных технологий, позволяющих избежать неблагоприятных режимов функционирования оборудования при бурении и повысить эффективность нефтедобычи [1–3]. В связи с этим в настоящей работе поставлена цель: 1) критически проанализировать возможности существующих технологий в вопросах исследования прихватов; 2) определить перспективы устойчивого развития нефтедобычи регионов Южного Ирака, опираясь на новейшие технологии управления прихватами; 3) в рамках комплексных физико-математических подходов и (3d-MEM) моделей представить результаты по прогнозу неблагоприятных режимов бурения; 4) сформулировать технические и экономические решения, способные привести к повышению операционной эффективности, экономической устойчивости регионов Южного Ирака.

Основные результаты и их анализ. Установлено [1–3], что повышение технической и экономической эффективности при разработке месторождений Южного Ирака возможно за счет применения комплексного подхода к предотвращению прихватов буровой колонны. Основой подхода выступает сочетание детального анализа геомеханической среды, инженерного планирования бурового процесса и внедрения современных технологий управления параметрами бурения в режиме реального времени, основанных на MEM-model. Важнейшей частью исследования стала разработка решений, направленных на минимизацию рисков прихватов, обусловленных сложностями геологических условий региона. Пласт Мишриф, наряду с другими ключевыми формациями, демонстрирует склонность к возникновению неприятностей, связанных с обрушением стенок скважины, заклиниванием буровой колонны и образованием шламового транспорта, что вызывает существенные экономические потери и удлинение сроков строительства скважин. В настоящем исследовании представлены не только технические, но и экономические рекомендации для эффективного управления прихватами. Ключевым этапом эксперимента стала разработка и верификация интегрированной многофизической модели, которая описывает взаимодействие компонентов системы «порода – буровая колонна – буровой раствор». В рамках MEM-моделирования акцент был сделан на анализ термодинамических, диффузионных и механических процессов, происходящих на сопряженных границах, включая стенки скважины и забой. Использование MEM-модели позволяет учитывать пространственно-временные распределения локальных напряжений и перемещений, что, в свою очередь, обеспечило возможность прогноза областей с повышенной вероятностью прихватов. Некоторые сведения об изменениях локальных параметров термодинамической системы, позволяющей установить оптимальные условия бурения отдельных регионов Южного Ирака, приведены на рис. 1–4. Эти данные получены с учетом сведений об эксперименте в интересующем регионе, основу которого составляли отмеченные ниже этапы.

На первом этапе проведено комплексное геологическое и геомеханическое картирование района, которое позволило выявить параметры литологии, водонасыщенности и физико-механических характеристик. Установлено, что значительная часть пластов характеризуется сложными свойствами: коэффициент пористости породы пласта Мишриф варьировал от 15 до 28 %, прочность при одноосном сжатии составляла 20–45 МПа, модуль Юнга находился в диапазоне 15–25 ГПа, а коэффициент Пуассона варьировался от 0,25 до 0,35. Наиболее подверженные разрушению слои включали глинистые отложения и слоисто-трещиноватые известняки. Так, значительные изменения прочностных характеристик пласта были отмечены в верхних интервалах, в то время как более глубокие горизонты продемонстрировали сравнительно стабильные показатели.

На втором этапе исследования был выполнен анализ исторических данных бурения, включающих информацию о 15 ранее пробуренных скважинах, из которых в 7 случаях (46 %) были зафиксированы различные типы прихватов колонны. Детальный анализ позволил выделить ключевые факторы, влияющие на возникновение прихватов: - значительное отклонение давления раствора от значений, определенных гидростатическим давлением;

- трещиноватая структура пород, способствующая «поглощению» бурового раствора и созданию зон локального обрыва стенок;

- значительное развитие глинистого шлама, ухудшающего условия циркуляции бурового раствора.

На третьем этапе было выполнено бурение двух новых наклонно-направленных скважин с применением адаптивной системы контроля параметров бурового раствора и управления нагрузками на долото в режиме реального времени. В ходе бурения активно использовались результаты 1D- и 3D-гидромеханического моделирования на основе данных, полученных в результате интерпретации каротажных данных «скважина – буровая колонна – породы пласта» с учетом геомеханических, гидродинамических и термомеханических факторов. Особое внимание было уделено построению модели напряженно-деформированного состояния пород (MEM, Mechanical Earth Model), которая позволила определить оптимальный диапазон плотности бурового раствора, минимизирующего риск обрушения стенок и прихватов бурового инструмента.

Выводы. 1. Одним из главных решений, предложенных в рамках исследования, стало применение адаптивных буровых растворов. Такие растворы отличаются способностью динамически изменять свои свойства (плотность, вязкость и другие параметры) в зависимости от текущих условий в стволе скважины. 2. Эксплуатационные испытания (*in situ*) показали, что использование таких растворов значительно снижает вероятность осложнений

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

при прохождении геологически сложных интервалов. Важную роль сыграло также внедрение технологий мониторинга бурения в реальном времени (RTD – Real-Time Drilling). Эти системы позволяют оперативно определять потенциальные зоны риска, наблюдая за поведением параметров бурения, таких как крутящий момент, нагрузка на буровой инструмент, скорость проникновения и давление бурового раствора.

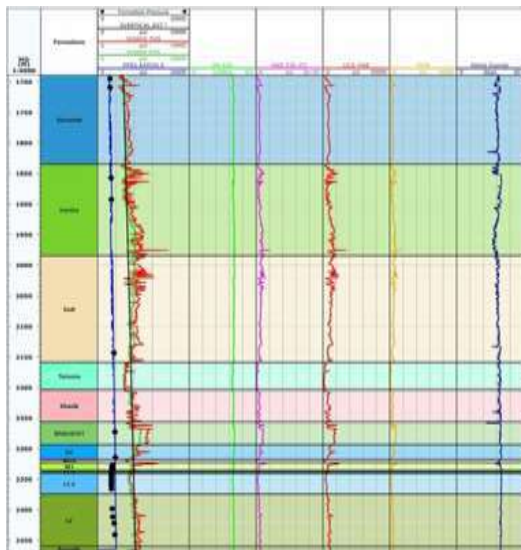


Рис. 1. Распределения механических свойств, порового и пластового давлений, напряжений

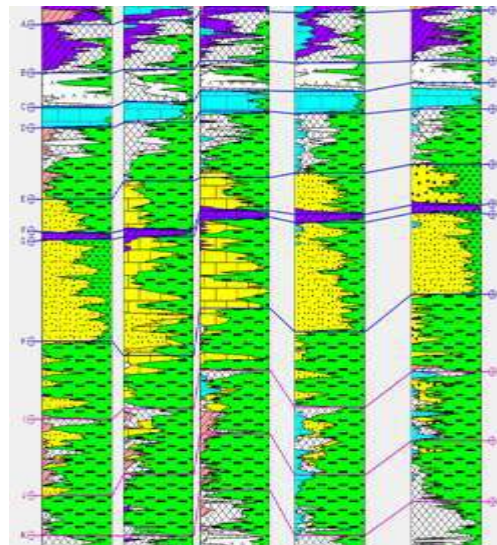


Рис. 2. Изменение литологического состава от пласта к пласту

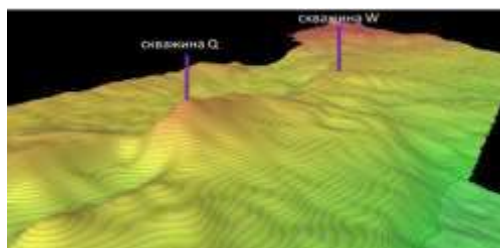


Рис. 3. Определение скважины для бурения

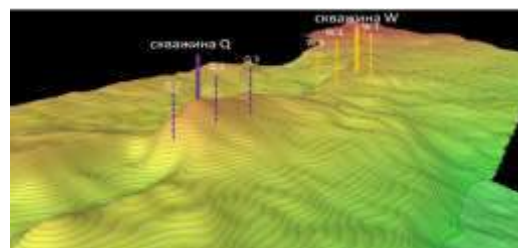


Рис. 4. Картина разбухания соседних скважин

При этом геомеханическая модель позволяет сопоставлять текущие показатели с расчетными значениями, прогнозируя возможность прихвата и рекомендовать корректировку параметров бурения. 3. С экономической точки зрения, оценка эффективности предложенных решений показала значительное снижение затрат за счет сокращения времени простоя буровых установок, уменьшения расходов на ремонт бурового оборудования и ликвидацию осложнений. В частности, моделирование типового строительства скважины в условиях южного Ирака позволило добиться уменьшения времени строительства на 15–20 %, что эквивалентно значительным экономическим выгодам в условиях высокой стоимости буровых операций в регионе. 4. Кроме того, было выделено несколько основных причин возникновения прихватов, типичных для месторождений южного Ирака. Среди них: локальные концентрации напряжений в массиве горных пород, низкая устойчивость слабых глинистых интервалов, интенсивное вымывание стенок скважины при использовании неадекватного бурового раствора и образование сальниковых зон. 5. Для решения этих проблем также предложены практические рекомендации, включая выбор оптимального дизайна профиля скважины, внедрение ротационных управляемых систем (RSS) бурения для поддержания стабильной траектории и минимизации механических напряжений в буровой колонне.

Заключение. Таким образом, использование комплексного подхода к предотвращению прихватов позволяет существенно повысить эффективность разработки месторождений южного Ирака, снижая эксплуатационные и финансовые риски. Это не только способствует развитию нефтегазовой отрасли региона, но и служит примером применения передовых методов инжиниринга в сложных условиях.

Литература

1. Al-obaidi S.S., Kharlamov S.N. Analysis of pipe sticking at well drilling in the South Iraqi limestone and sandstone reservoirs. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 2024. – Vol. 335. – no. 8. – P. 91–111.
2. Alshaikh A.A., Albassam M.K., Al Gharbi S.H., Al-Yami A.S. Detection of Stuck Pipe Early Signs and the Way Toward Automation // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – P. 1-10. doi: 10.2118/192975-MS.
3. Ал-обаиди С.С, Харламов С.Н., Эван Д. Прогресс в исследованиях ингибиторов набухания глин: аналитический обзор // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 10. – С. 146–166.

ЛАБОРАТОРНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ, СОДЕРЖАЩИХ КИСЛЫЕ ГАЗОВЫЕ СМЕСИ

Ашкан А.

Научный руководитель доцент В.В. Поплыгин

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Образование гидратов считается фундаментальной проблемой в нефтегазовой промышленности, а также в газопроводах в условиях низких температур и высокого давления. Эта проблема ежегодно наносит большой финансовый ущерб нефтегазовой промышленности, поскольку затраты на закупку из-за образования гидратов очень высоки и очень долгосрочны [1]. К сожалению, имеющиеся в статьях экспериментальные данные по гидратам кислых газов очень ограничены [2, 3]. Цель данной работы – исследование процессов зарождения, роста и распада гидратных частиц. Схема лабораторной системы, используемой в данном исследовании для проведения исследований термодинамического фазового равновесия, а также кинетических исследований гидратообразования, представлена на рисунке (1).

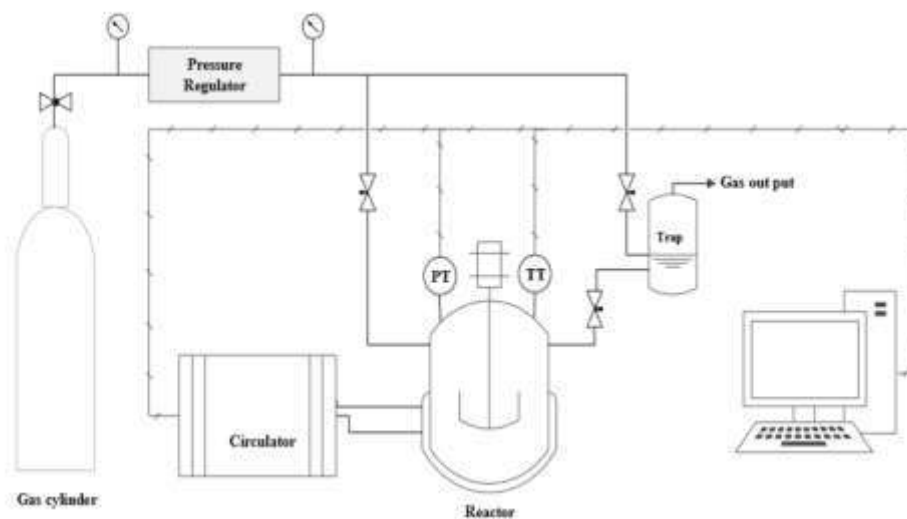


Рис. 1. Схема используемой испытательной системы

Таблица 1

Состав синтетического сернистого газа, использованного в экспериментах

Состав	Компания производитель	Молярный компонент	Средняя чистота (молярная доля)
Метан (CH ₄)	Газ-Жидкость Загрос	0.995	0.9999
Сероводород (H ₂ S)	Газ-Жидкость Загрос	0.005	0.9995

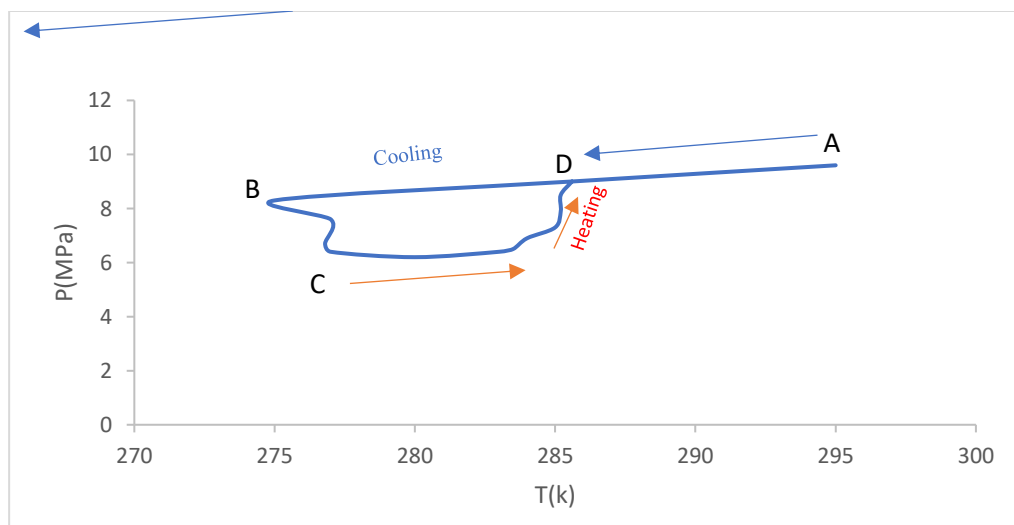


Рис. 2. Диаграмма изменения температуры и давления газовой системы в данной работе

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

Таблица 2

Данные разделения сероводорода и гидрата метана, полученные в результате экспериментальных испытаний методом пошагового нагрева, а также результаты термодинамической модели, разработанной в данной работе, и программного обеспечения HWHydrat

Экспериментальные данные		Программа прогнозирования			Модель прогнозирования					
		HWHydrate			PC-SAFT			CPA		
Темп (K)	давление (MPa)	давление (MPa)	AAD T%	AADP %	давление (MPa)	AA DT %	AAD P%	давление (MPa)	AAD T%	AAD P%
288.3	12.19	11.55	0.08	5.25	11.80	0.09	3.19	12.99	0.14	6.56
287.6	11.12	10.29	0.06	7.46	10.47	0.08	3.42	11.89	0.11	6.92
286.9	10.07	10.26	0.07	1.89	9.81	0.06	2.58	10.71	0.13	6.36
286.1	9.20	9.16	0.09	0.43	8.85	0.10	3.80	9.76	0.09	6.09
285.4	8.39	8.20	0.10	2.26	8.11	0.11	3.34	8.80	0.09	4.89
284.0	7.17	7.34	0.08	2.37	6.84	0.14	4.60	7.42	0.04	3.49
283.5	6.55	6.60	0.09	0.76	6.45	0.05	1.53	6.81	0.11	3.97
282.1	5.63	5.93	0.11	5.32	5.48	0.09	2.66	5.83	0.07	3.55

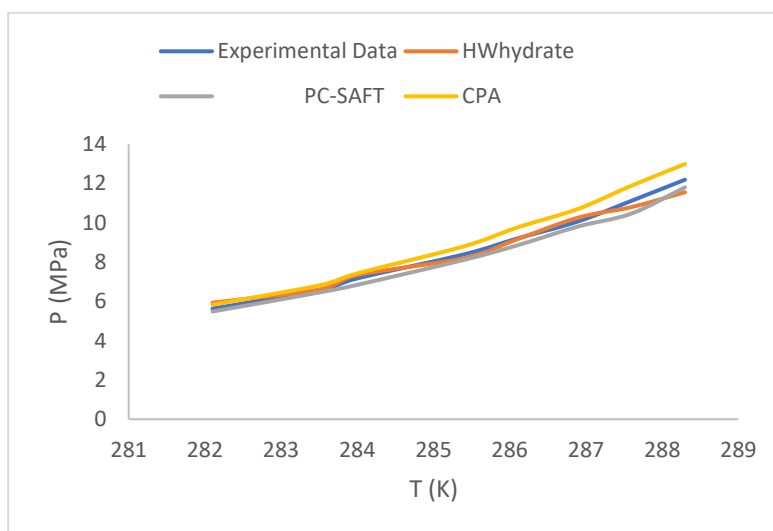


Рис. 3. Сравнение экспериментальных значений и прогнозируемых условий разделения гидрата 99,5 % метана + 0,5 % сероводорода по модели, разработанной с использованием данных программного обеспечения HWHydrate

Лабораторные результаты гидратно-фазового баланса газовой смеси метана и сероводорода показали хорошее согласие с экспериментальными данными баланса изделий и результатами программного обеспечения. Было отмечено хорошее согласие между результатами кинетической термодинамической модели и лабораторными данными.

Исследования выполнены при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM- 2023-0005).

Литература

1. Shahnazar S., Hasan N. Gas hydrate formation condition: Review on experimental and modeling approaches // Fluid Phase Equilibria. – 2014. – Т. 379. – С. 72-85.
2. Zare M. et al. Kinetic investigation of methane hydrate in the presence of Imidazolium Based Ionic Liquid solutions. – 2013.
3. Salamat Y. et al. Experimental study of hydrogen sulfide hydrate formation: Induction time in the presence and absence of kinetic inhibitor //Journal of energy chemistry. – 2013. – Т. 22. – № 1. – С. 114-118.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ПРИ УМЕНЬШЕНИИ ПЛОЩАДИ ПРОХОДНОГО СЕЧЕНИЯ РАБОЧЕГО КОЛЕСА

Белозерова Е.А.

Научный руководитель профессор В.Н. Сызранцев
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Современная стадия разработки большинства нефтяных месторождений Западной Сибири характеризуется рядом осложняющих факторов: изменением термобарического режима скважин, ростом обводненности продукции и изменением химического состава пластовых вод. Совокупность этих процессов приводит к увеличению риска солеобразования в элементах внутрискважинного оборудования, преимущественно в электроцентробежных насосных установках, доминирующих в системах механизированной добычи [1].

Выпадение солей в проточной части ЭЦН вызывает деградацию его гидравлических характеристик вследствие сужения сечения каналов рабочих колес, роста гидромеханических потерь и нарушения теплообмена. Снижение производительности насосной установки может спровоцировать перегрев электродвигателя с последующим аварийным отказом. Даже незначительные солевые отложения приводят к критическому ухудшению энергоэффективности ЭЦН, сокращая межремонтный период эксплуатации [3].

Для оптимизации работы насосных систем актуальным становится исследование влияния осложняющих факторов с применением методов вычислительной гидродинамики (CFD). В работе реализовано гидродинамическое моделирование в ANSYS CFX для анализа снижения работоспособности ЭЦН при загрязнении проточной части.

Для работы в ANSYS CFX была разработана модель проточной области ступени электроцентробежного насоса ЭЦНМ5-80-1050 в программном обеспечении Solidworks, состоящая из рабочего колеса и двух направляющих аппаратов [2]. Первый направляющий аппарат предназначен для создания закрутки потока перед попаданием в рабочее колесо, также конструкция включает входной и выходной патрубки. Проточная область модели была успешно экспортирована в ANSYS (рис. 1).

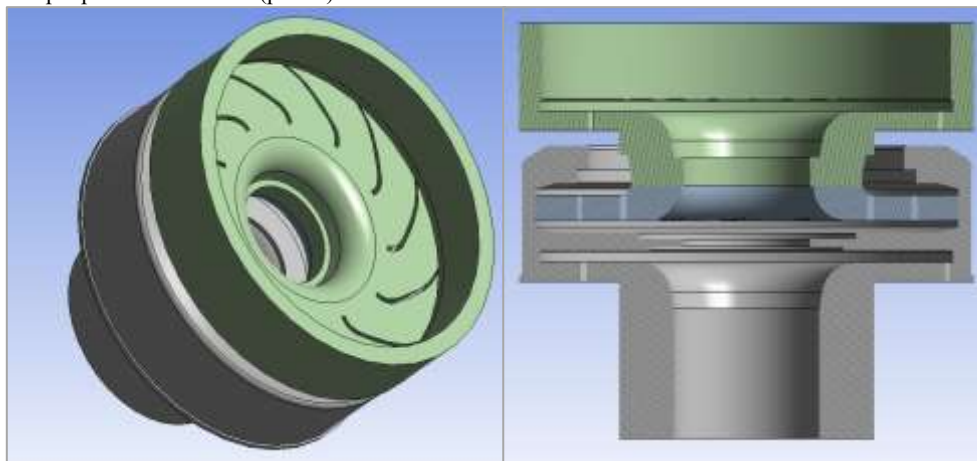


Рис. 1. Проточная область ступени

Отложение солей происходит на наружной поверхности рабочего колеса, в его проточном канале на стенках и лопастях. Для расчета потока при загрязнении насоса была изменена исходная сборка, увеличена толщина лопастей рабочего колеса, и увеличена шероховатость его поверхностей. Таким образом уменьшился объем проточной области модели (табл.).

Таблица

Размер проточной области			
Конфигурация	Объем проточной области, м ³	Объем твердого тела, м ³	Уменьшение проточной области, %
Базовая модель	0,000103	0,000271	
Загрязнение 1	0,000100683	0,000353717	3,3
Загрязнение 2	0,00009885	0,000355543	5
Загрязнение 3	0,00009726	0,00035714	5,6

Далее для каждой модели была создана сетка и настроены условия расчета: рабочей жидкостью является вода ($\rho = 998 \text{ кг/м}^3$); на входе задано граничное условие объемного расхода $80 \text{ м}^3/\text{сут}$; на выходе – полное давление – 1 атм; скорость вращения рабочего колеса составила 3000 об/мин; для расчета была выбрана модель турбулентности k- ω .

При уменьшении площади проходного сечения рабочего колеса наблюдается ухудшение гидродинамических характеристик потока (рис. 2), обусловленное возрастанием гидравлического сопротивления в системе. Данное явление возникает вследствие загрязнения и сужения каналов проточной части насоса, что приводит к увеличению потерь энергии на преодоление сил трения и гидравлического сопротивлений. Дальнейшее сокращение площади поперечного сечения каналов интенсифицирует рост гидравлического сопротивления, что сопровождается

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

изменением распределения давления жидкости как в полости рабочего колеса, так и в пределах ступени насоса в целом. При критическом уровне загрязнения каналов регистрируется инверсия напорных характеристик системы: давление на входе в ступень превышает давление на выходе, что свидетельствует о возникновении отрицательного перепада давления (отрицательного напора). Это состояние может привести к кавитационным явлениям и деградации гидравлической эффективности системы.

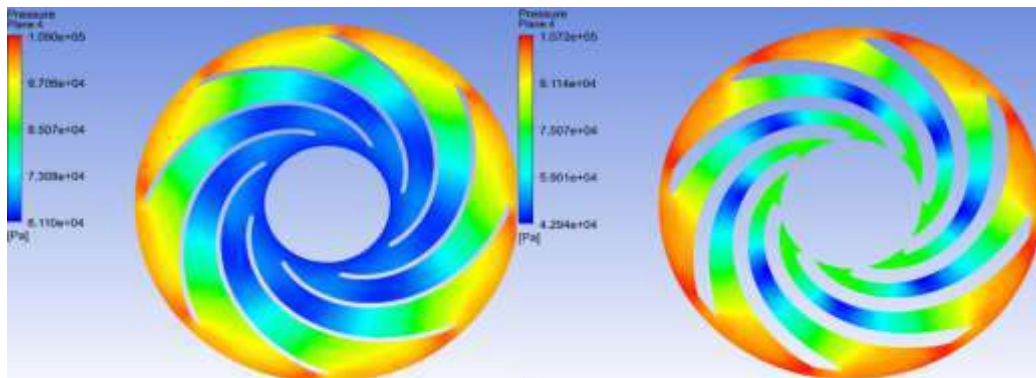


Рис. 2. Распределение давления в ступени базовой сборки и сборки «загрязнение 2»

Экспериментально установленная зависимость напорных характеристик и коэффициента полезного действия (КПД) ступени от уровня загрязнения (рис. 3) демонстрирует критическую деградацию параметров. При уменьшении проточной области на 5.6 % зафиксировано снижение напора с 3.8 м до нуля при одновременном падении КПД с 59.5 % так же до нуля. Сравнительный анализ напорных характеристик для различных степеней загрязнения подтверждает ухудшение энергетической эффективности системы (рис. 4).

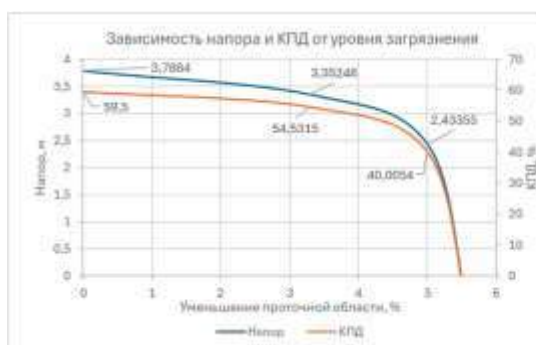


Рис. 3. Зависимость напора и КПД ЭЦН от уровня загрязнения

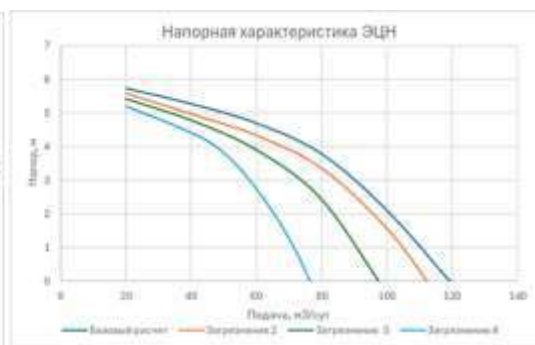


Рис. 4. Напорная характеристика насоса при различном уровне загрязнения

Полученные результаты свидетельствуют о том, что уменьшение проточной области насоса, вследствие его загрязнения, приводит к увеличению гидравлических потерь и падению его энергетических характеристик за счет увеличения гидравлического сопротивления, с которым сталкивается жидкость при прохождении через узкие, загрязненные каналы насоса и турбулизации потока. Превышение порогового уровня загрязнения вызывает выход параметров за пределы рабочей зоны характеристики насоса с последующим снижением ресурса установки. Дальнейшее засорение при продолжении эксплуатации может привести к срыву подачи, при котором насос перестает обеспечивать требуемый объем или давление жидкости в системе.

Литература

1. Ивановский В.Н., Пекин С. С., Сабиров А.А. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти. – 2002.
2. Ивановский В.Н. и др. Проектирование и исследование характеристик степеней динамических насосов: Учебное пособие – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014.
3. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – 2004.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА МУЛЬТИСКВАЖИННОЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ МЕЖСКВАЖИННОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ

Гулниязов А.С.

Научный руководитель доцент Ш. Давуди

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Определение гидропроводности, текущего пластового давления пласта, а также его конфигурации является ключевой задачей при оценке и прогнозе дебита флюида. Точность в этих параметрах позволит снизить неопределенность в прогнозе профиля добычи флюида. Определение этих параметров являются классической задачей в гидродинамических исследованиях скважин (ГДИС). На практике для расчета этих параметров используют производную изменения забойного давления в билигарифмическом масштабе от времени. Построение производной по давлению осуществляется для определенных периодов работы скважин, которые выбираются в зависимости продолжительности исследования и чистоты данных. Кривые давления в периоды работы или остановки скважин называют: кривая восстановления давления (КВД) и кривая падения давления (КПД) [1]. Для учета всех периодов режима работ скважины (КВД и КПД) используют деконволюцию.

Деконволюция – это обратная задача конволюции, т.е. математическая операция, которая обратна свертке сигналов. В ГДИС уравнение для деконволюции можно записать в следующем виде [2]:

$$p_w(t) = p_o - q(t) \cdot g(t) = p_o - \int_0^t q(\tau) \cdot g(t - \tau) d\tau = p_o - \int_0^t q(t - \tau) \cdot g(\tau) d\tau \quad (1)$$

где p_w – забойное давление; p_o – начальное пластовое давление, g – функция самовлияния скважины; t – время исследования; τ – время работы (остановки) скважины на определенном режиме

Деконволюция основана на принципе суперпозиции, следовательно, она может быть использована для группы скважин и будет уже называться мультискважинная деконволюция (МСКД). В уравнение (1) добавятся аргументы (дебиты и функции влияния) от соседних скважин. Основной целью является определение функции влияния и самовлияния скважин [3–5].

Решение задачи МСКД может быть использована как на зрелых месторождениях с плотной сеткой скважин и интерференцией между ними, так и на новых. Отличие МСКД от односкважинной деконволюции (ОСКД) заключается в определении не только параметров пласта, а также в оценке степени и времени влияния соседних скважин [6-7].

В исследовании использовались синтетические данные забойных давлений и дебитов, полученных из программы Карра (Saphir и Rubis). Построение производной давления и определения функций влияния и самовлияния осуществлялось алгоритмом, написанным на языке Питон. Корректность определения функции влияния определялось минимизацией среднеквадратичной ошибки (RMSE) между прогнозными и историческими данными по давлению.

Пример реализации ОСКД и МСКД представлены на рис. 2 и 4. Входными параметрами представляли собой массив дебитов и давлений с временной шкалой (рис. 1 и 3). Модели ОСКД и МСКД имеют хорошую сходимость с историческими данными, при этом RMSE равен 0.26 и 0.31 бар соответственно.

В данной статье был рассмотрен современный подход определения производной по давлению, которая играет ключевую роль в прогнозировании конфигурации и параметров пласта. Низкие показатели RMSE подтверждают, что алгоритм МСКД может быть использован для решения задач подземной гидродинамики. Для осуществления более качественного исследования алгоритм необходимо опробовать на реальных данных.

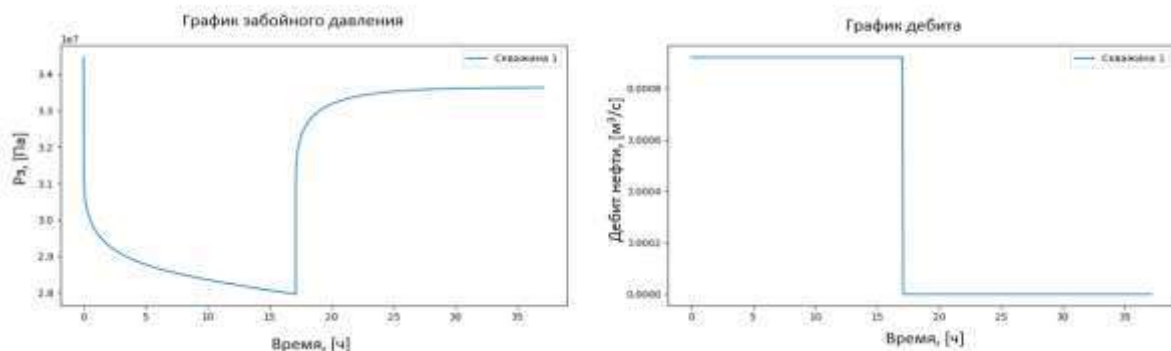


Рис. 1. Входные данные для ОСКД

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

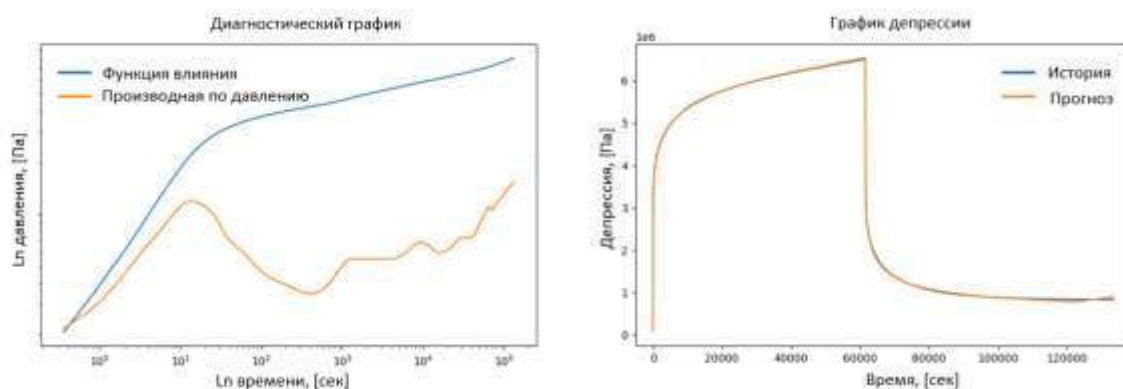


Рис. 2. Результат ОСКД

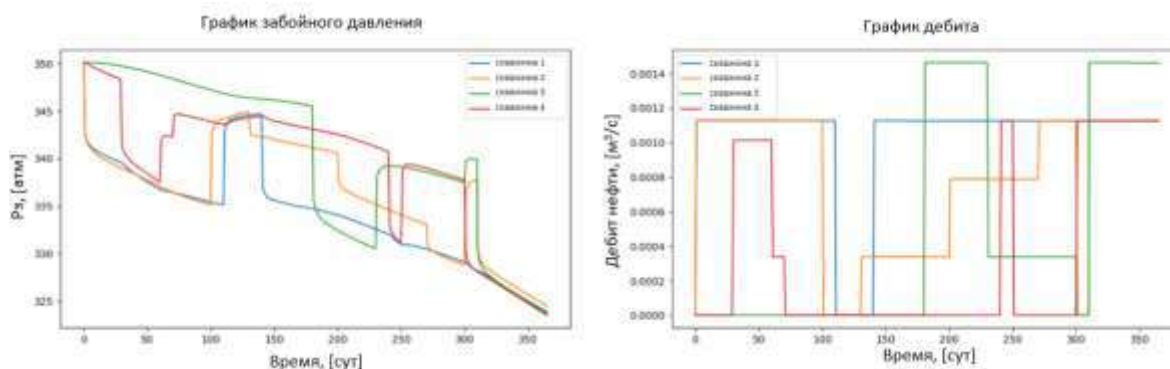


Рис. 3. Входные данные для МСКД

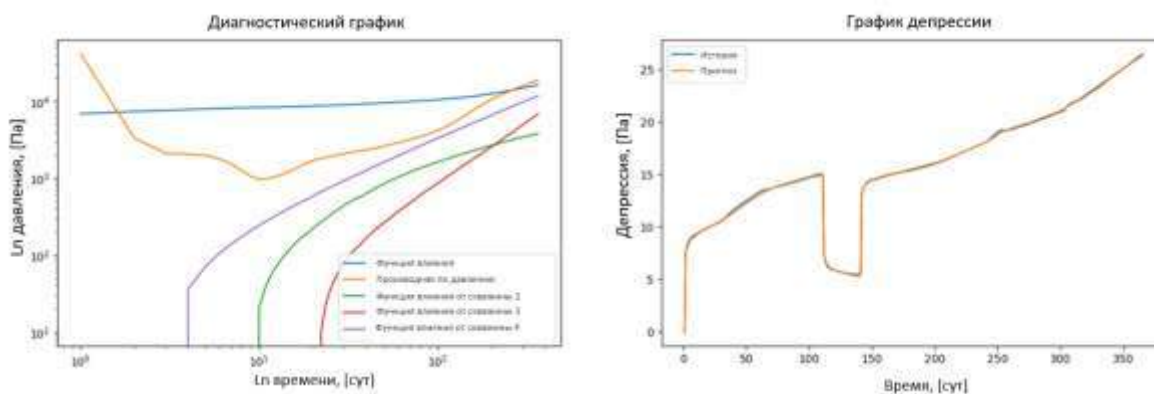


Рис. 4. Результат МСКД

Литература

1. Кременецкий М.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин / М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов. – Москва : МАКС Пресс, 2008. – 476 с. – ISBN 978-5-317-02630-1.
2. Бузинов С.Н. Исследование нефтяных и газовых скважин / С.Н. Бузинов, И.Д. Умрихин. – Москва : Недра, 1984. – 269 с.
3. Cumming J.A.A. et al. Multiwell deconvolution //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2014. – Т. 17. – № 04. – С. 457-465.
4. Afanaskin I.V. et al. Multi-well deconvolution issue solving for producing well with increasing water-cut through CRM-model application // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Т. 215. – С. 110679.
5. Крыганов П.В., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г. Применение мультискважинной деконволюции при решении обратной задачи подземной гидродинамики // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – № 3. – С. 45-50.
6. Асланян А.М. и др. Анализ межскважинного взаимодействия с помощью мультискважинной деконволюции для повышения эффективности системы поддержания пластового давления // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – № 3. – С. 56-61.
7. Razminia K. Developing a practical workflow for the application of multiwell deconvolution : дис. – Imperial College London, 2022.

МАКСИМИЗАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ МЕТОДОМ ОТКАЧКИ ГАЗА С ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА

Дейнинг А.А.

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

На нефтегазовых месторождениях скважины, эксплуатирующиеся электро-центробежными насосами, имеют особенность скопления газа в затрубном пространстве, ввиду технологических особенностей газосепараторов-диспергаторов, высоких показаний газосодержания, просаженным пластовым давлением, низким притоком жидкости, замерзания обратных клапанов на фонтанной арматуре и др. В результате этого процесса, происходит отжим уровня столба жидкости, тем самым ухудшая текущие показатели добычи нефти. Стравливание газа в атмосферу на кустовой площадке является не только небезопасным, но и запрещенным методом на законодательном уровне.

Запрет на стравливание газа обусловлен несколькими серьезными аспектами:

1. Экологический (выбросы вредных веществ в атмосферу могут привести к загрязнению воздуха и негативным последствиям для здоровья людей и экосистемы);
2. Взрыво- и пожароопасность (существует риск возникновения аварий и катастроф, если скапливающиеся газы не будут должным образом утилизированы, их концентрация в затрубном пространстве может достигать критических уровней, что создаст угрозу взрывов и других инцидентов).

Поэтому, крайне важно обеспечивать надежные методы контроля и извлечения этих газов с целью максимизации добычных показателей, соблюдения экологических норм и требований промышленной безопасности.

Существуют различные технологии и методы, направленные на снижение давления в затрубном пространстве и удаление газа:

1. Гидравлическое воздействие является важным элементом в совокупности мероприятий по откачке газа с затрубного пространства. Правильная реализация данной технологии способствует увеличению продуктивности скважины, снижению рисков и сохранению устойчивости процессов добычи.
2. Механические насосы : штанговые и винтовые насосы широко применяются для откачки газа, поскольку они могут обеспечить эффективное перемещение газа в условиях высокой вязкости или другой жидкости в затрубном пространстве.
3. Пневматические системы: сжатый воздух, используемый в качестве энергоносителя, может создать давление, способствующее вытягиванию газа.

В связи с тем, что сжигание газа из затрубного пространства не является оптимальным решением, предлагаю рассмотреть возможность монтажа современных установок по переработке газа. Такие установки позволяют эффективно использовать ресурсы, минимизировать негативное воздействие на окружающую среду и способствовать более рациональному управлению средствами. Переработка газа даст возможность извлекать из него полезные компоненты, что усилит экономическую эффективность и сократит выбросы вредных веществ в атмосферу. Данная инициатива будет важным шагом к устойчивому и экологически безопасному управлению природными ресурсами.

Таблица 1

Сравнение показателей установок предназначенных для откачки газа из затрубного пространства скважины

Название установки	Объем газа, м ³ /сут.	Мобильность	Количество подключаемых скважин, шт.
КОГС-1М	1368	да	5
БКУ BGC	1296	да	3

Данные показатели не подтверждают, что использование этой установки является наиболее выгодным решением. На самом деле, каждая из установок может продемонстрировать свою экономическую целесообразность в зависимости от специфических условий работы скважины. Факторы, такие как геологические условия, глубина залегания, состав жидкости и другие параметры, могут значительно влиять на эффективность работы установки. Поэтому целесообразно рассматривать каждую установку в контексте конкретных условий, чтобы определить наилучший подход.

Взяв за основу месторождения X и Y, на которых присутствуют терригенный и карбонатно-терригенный коллекторы соответственно, провел анализ, направленный на определение наиболее оптимальной установки для каждой из этих сред. В ходе исследования были рассмотрены различные показатели, влияющие на эффективность функционирования установок, что позволяет сделать вывод о том, какая установка предпочтительнее в зависимости от специфических условий и характеристик работы скважины.

Таблица 2

Сравнение показателей эффективности установок

Название установки	$Q_{ж}, м^3/сут$	$\Delta Q_{ж}$	$Q_{н}, т/сут$	$\Delta Q_{н}$
КОГС-1М	134,9	25,9	74,2	14,2
БКУ BGC	192,9	49,9	90,4	23,4

Ввиду разности дебита, а так же разной возможности снижения уровня эффект по установкам сопоставим (учитывая параметры производительности установок).

Определение дебита жидкости осуществляется с использованием соответствующей формулы:

$$Q_{ж} = K_{прод} \times (P_{пл} - (P_{заб} - (P_{зат} - P_1))) \quad (1.1)$$

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

где, $Q_{\text{ж}}$ – расчетный дебит жидкости после отжима уровня, м³/сут;

$K_{\text{прод}}$ – коэффициент извлечения нефти;

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, атм;

$P_{\text{заб}}$ – забойное давление, атм;

$P_{\text{зат}}$ – затрубное давление, атм;

P_1 – уровень давления в затрубе до которого происходит снижение, атм.

Определение дебита нефти производится с применением соответствующей формулы:

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{ж}} \times \left(Q_{\text{н.н}} \times \frac{100}{Q_{\text{ж.н}} \times (100 - B)} \right) \times (100 - B) / 100 \quad (1.2)$$

где, $Q_{\text{н}}$ – расчетный дебит нефти после отжима уровня, т/сут;

$Q_{\text{н.н}}$ – начальный дебит нефти, т/сут;

$Q_{\text{ж.н}}$ – начальный дебит жидкости, м³/сут;

B – обводненность скважины, %.

Откачка газа с затруба является методом форсирования отборов жидкости и позволяет максимально реализовать потенциал скважины. Правильное применение данного метода может способствовать более продуктивному извлечению углеводородов и улучшению добычных показателей.

На основании анализа установок по откачке газа, сформированы следующие рекомендации:

При необходимости сокращения уровня давления в затрубе до 0,6 атм, рекомендуется использовать установку БКУ ВГС, так как она отличается более низкой стоимостью, высокой мобильностью и достаточной производительностью для скважин-кандидатов. В противном случае следует использовать установку КОГС-1М.

Следует учитывать, что методы форсирования отборов жидкости могут привести к опережающему обводнению. Ускоренный рост обводненности негативно сказывается на производительности скважины, поэтому, при оценке максимального потенциала скважины в пластах с аквифером, важно учитывать показатель критического безводного дебита. В случае, если геологические риси и условия не будут должным образом оценены, это может привести к непредсказуемым последствиям, включая резкое ухудшение эффективности работы скважины.

Также следует отметить, что процесс откачки газа способен оказывать влияние на флюидодинамику, снижая давление в затрубном пространстве. Это, в свою очередь, может привести к изменениям во флюидодинамических характеристиках пласта. В конечном итоге могут возникать конденсация газа или изменения в фазовом состоянии флюида.

Для повышения эффективности установок целесообразно интегрировать современные системы управления, которые обеспечат более надежную и автоматизированную работу. Данные установки позволяют увеличить добычу нефти в среднем на 1,5 %, что ввиду не высокой стоимости, позволяет добиться экономической прибыльности на уровне более 2,5 %.

Литература

1. Акульшин А.И. Повышение эффективности эксплуатации скважин с применением газлифта / А.И. Акульшин, М.А. Токарев, В.И. Шуров. – Москва: Недра, 2001. – 318 с.
2. Басниев К.С. Нефтегазовая гидромеханика / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – Москва: Недра, 2005. – 416 с.
3. Богомольный Г.И. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / Г.И. Богомольный. – Москва: Недра, 2007. – 456 с.
4. Грон В.Г. Интенсификация добычи нефти / В.Г. Грон. – Москва: Недра, 2000. – 288 с.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В КАШИРСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ШУМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Диенг А.

Научный руководитель доцент Г.П. Хижняк

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) в добывающих и нагнетательных скважинах является одним из эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов, вовлечения в разработку низкопроницаемых зон и пропластков, механизмом более широкого охвата продуктивных зон заводнением, что позволяет перевести часть забалансовых запасов в промышленные. По мнению экспертов, применение гидроразрыва пласта позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти на 10–15 %.

Рассмотрены каширские карбонатные отложения Шумовского месторождения, находящиеся на начальной стадии разработки. С 2015 г. на объекте с целью повышения нефтеотдачи активно применяется технология гидравлического разрыва пласта. Текущий КИН – 0,111 при утвержденном КИН – 0,262.

Получены статистические модели прогноза дебита нефти после ГРП ($Q_{\text{н}}^M$). Исходной информацией послужили данные о начальном дебите нефти после ГРП ($Q_{\text{н}}$) и еще 17 геолого-технологических параметрах по 42 скважинам: геологические – пористость ($K_{\text{п}}$), проницаемость ($K_{\text{пр}}$), нефтенасыщенность ($K_{\text{н}}$), расчлененность ($K_{\text{р}}$), общая мощность пласта (H), нефтенасыщенная толщина ($h_{\text{н}}$) и коэффициент продуктивности до ГРП ($K_{\text{прод}}$), технологические – обводненность до ГРП ($K_{\text{в}}$), пластовое давление ($P_{\text{пл}}$), давление смыкания на забое ($P_{\text{з}}$), дебит

жидкости до ГРП ($Q_{ж}$), дебит нефти до ГРП ($Q_{н до}$), удельный расход проппанта (q_n), размер проппанта (d), начальное давление закачки ($P_{нач}$), среднее давление закачки ($P_{ср}$) и конечное давление закачки ($P_{кон}$).

Для всех параметров исходной выборки строятся корреляционные поля. По значениям коэффициентов корреляции этих параметров с Q_n и уровня статистической значимости определяется степень влияния изучаемых параметров на дебит нефти.

С использованием регрессионного анализа строится многомерное уравнение регрессии, в котором зависимой переменной выступает модельное значение дебита нефти Q_n^M , а независимыми – остальные параметры выборки.

В общем виде уравнение записывается следующим образом:

$$Q_n = A_0 + A_1 K_n + A_2 K_n + A_3 K_{np} + \dots + A_{17} P_{кон} \quad (1)$$

где $A_0, A_1, \dots, A_{17}$ – регрессионные коэффициенты, определяемые методом наименьших квадратов.

Корреляционное поле модельных Q_n^M и экспериментальных значений Q_n анализируется на предмет его неоднородности. Наличие в нем обособленных групп значений предполагает разделение исходной выборки на классы, в которых на Q_n влияют различные параметры.

Для выделения классов в исходной выборке может применяться дискриминантный анализ, при котором определяются коэффициенты (a_i) линейной дискриминантной функции Z .

$$Z = a_0 + a_1 Q_n + a_2 K_n + a_3 K_n + a_4 K_{np} + \dots + a_{17} P_{кон}, \quad (2)$$

а также рассчитываются вероятности $P(Z)$ отнесения данных к тому или иному классу: при $P(Z) > 0,5$ данные относятся к 1-му классу, при $P(Z) < 0,5$ – ко 2-му (рис. 1).

Методом пошагового регрессионного анализа строятся регрессионные уравнения оценки Q_n^M отдельно для каждого класса значений исходной выборки, например:

$$\text{для 1-го класса: } Q_n^{M1} = A_0^{M1} + A_1^{M1} K_n + A_2^{M1} K_n + A_3^{M1} K_{np} + \dots + A_{17}^{M1} P_{кон} \quad (3)$$

$$\text{для 2-го класса: } Q_n^{M2} = A_0^{M2} + A_1^{M2} K_n + A_2^{M2} K_n + A_3^{M2} K_{np} + \dots + A_{17}^{M2} P_{кон} \quad (4)$$

Рассчитанные по формулам (3) и (4) модельные значения Q_n^M как правило, имеют более высокую сходимость с экспериментальными значениями, чем рассчитанные по формуле (1). Использование полученных таким образом многомерных моделей позволяет с высокой точностью оценивать значения дебита нефти после ГРП по геолого-технологическим параметрам.

С целью прогнозирования дебита нефти Q_n^M после ГРП для всей выборки методом пошагового регрессионного анализа получено многомерное уравнение:

$$Q_n^M = 1,2386 + 0,769 Q_{н до} + 0,6416 H + 0,0861 Q_{ж} + 0,2598 K_{npод}, R^2 = 0,83, p < 5,58 \cdot 10^{-14}, \quad (5)$$

где R^2 – коэффициент детерминации, p – уровень значимости.

Сопоставление рассчитанных по уравнению (5) модельных Q_n^M и фактических Q_n значений показывает, что корреляционное поле состоит из трех частей (рис. 2).

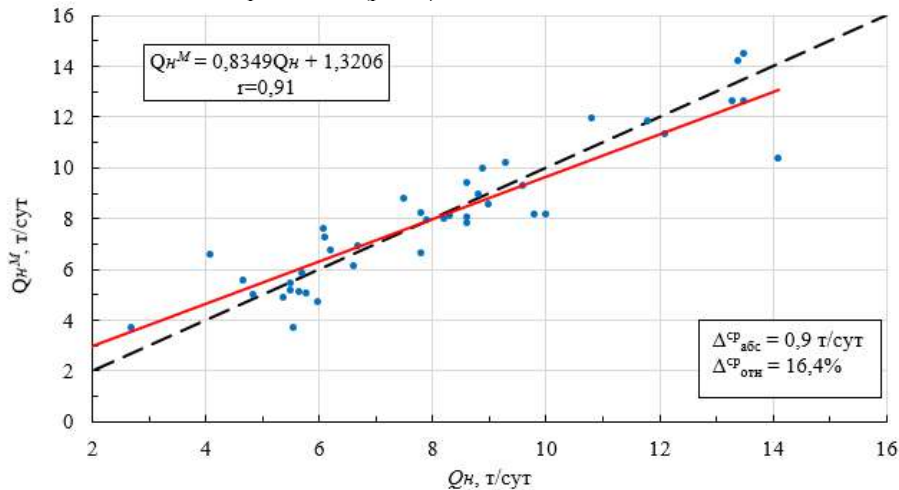


Рис. 1. Корреляционное поле модельных (Q_n^M) и фактических (Q_n) значений начального дебита нефти после ГРП для каширских карбонатных отложений Шумовского месторождения

При значениях $Q_n < 7,8$ модельные значения Q_n^M достаточно хорошо контролируют фактические, в диапазоне $7,8 < Q_n \leq 10,0$ изменение Q_n^M не большое, при $Q_n > 10,0$ – разброс значений более существенный. Исходя из этого сделано предположение о том, что на значения Q_n^M в пределах этих **трех** групп действуют различные показатели.

Для подтверждения этого предположения выполнен пошаговый регрессионный анализ выборки. Для этого в выборке значения Q_n были расположены от минимального до максимального значения. По этим данным серия регрессионных моделей строилась следующим образом:

- первая модель строилась по первым трем значениям выборки ($N = 3$);
- далее уравнение строилось по первым четырем значениям $N = 4$, по первым пяти значениям ($N = 5$)

и так далее до $N = 42$.

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

Это позволило проанализировать изменение в динамике влияния параметров выборки на Q_n во всем диапазоне его изменения.

Для первых значений исходной выборки ($N = 3, 4, 5, \dots, 21$) формирование Q_n происходит под влиянием, в основном, нефтенасыщенной толщины, пористости и давления смыкания на забое. Далее, при $N = 22 \dots 34$, в уравнениях на первом месте чередуются дебит нефти до ГРП Q_n , общая мощность пласта H и нефтенасыщенная толщина h_n , а при $N = 35 \dots 42$ на значение Q_n влияют Q_n до, H , $K_{пр}$ и q_n .

Зависимость R^2 от Q_n (рис. 3) с увеличением Q_n ведет себя следующим образом. При $Q_n \leq 7,8$ ($N = 3-21$) величина R^2 убывает, затем в диапазоне $7,8 < Q_n \leq 10,0$ ($N = 22-34$) – возрастает, далее при $Q_n > 10,0$ ($N = 35-42$) – R^2 снова возрастает.

Разделение выборки каширских карбонатных отложений Шумовского месторождения на три класса подтверждается использованием линейных дискриминантных функций $Z1$ и $Z2$ (рис. 1).

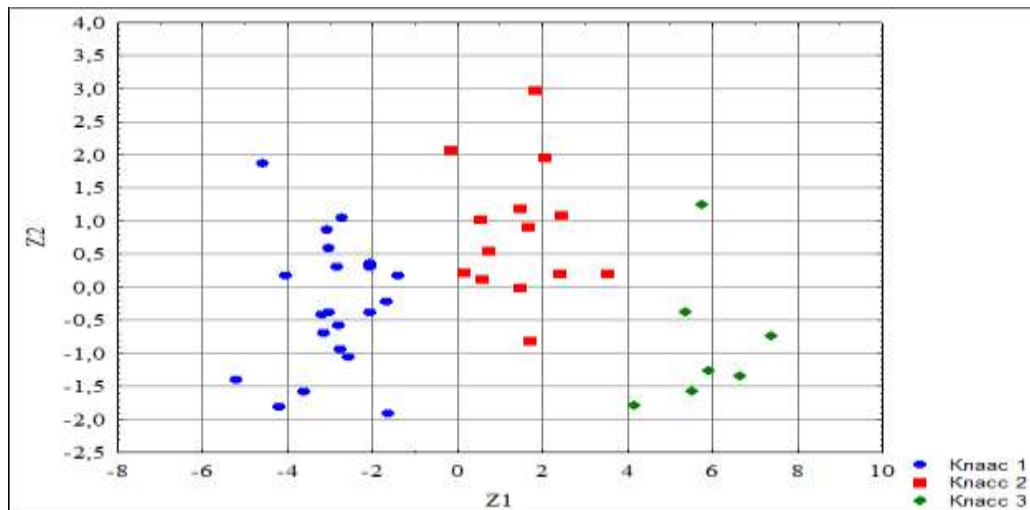


Рис. 2. Соотношение между дискриминантными функциями $Z1$ и $Z2$ для каширских карбонатных отложений Шумовского месторождения

Для трех классов получены следующие уравнения регрессии:

$$Q_n^{M1} = 8,3251 + 0,8627h_n + 0,2617K_{прод} + 0,7588H - 0,2137d + 0,7766q_n - 1,4579K_p + 0,6708Q_n \text{ до} - 0,0466P_z \quad (6)$$

$$R^2 = 0,86 \text{ и } p < 0,00003$$

$$Q_n^{M2} = 12,6979 + 0,3414K_{прод} + 0,0092P_{нач} - 0,2692q_n - 0,0243P_{ср} - 0,5849K_p + 0,3126Q_n \text{ до} \quad (7)$$

$$R^2 = 0,79 \text{ и } p < 0,0045$$

$$Q_n^{M3} = 3,4851 + 0,4656P_{пл} + 1,2013H + 0,2753Q_{ж} - 0,0622K_v - 0,0739d \quad (8)$$

$$R^2 = 0,99 \text{ и } p < 0,02$$

Сопоставление рассчитанных по уравнениям (8–10) модельных $Q_n^{M1,2,3}$ и фактических Q_n значений показывает, что они хорошо контролируют друг друга (рис. 5), при этом средняя относительная погрешность оценки не превышает 8,02 %.

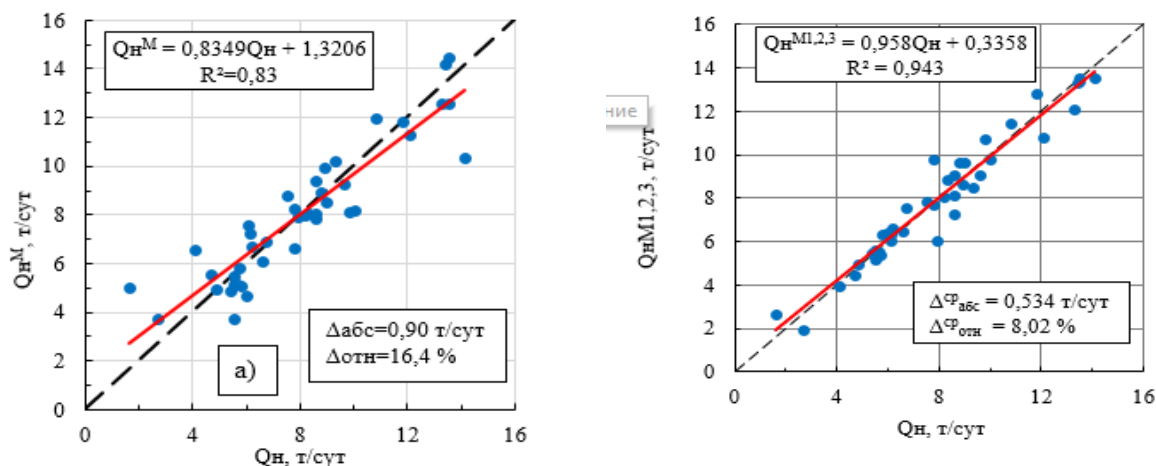


Рис. 3. Сопоставление модельных Q_n , $Q_n^{M1,2,3}$ и фактических Q_n значений начального дебита нефти после ГРП для каширских карбонатных отложений Шумовского месторождения

Таким образом, выделение классов привело к существенному увеличению точности оценки начального дебита нефти после ГРП, при этом погрешность оценки модельных значений уменьшилась в 2,04 раза.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Разработана методика оценки начального дебита нефти после ГРП по аналитическим зависимостям с привлечением данных геолого-технологических характеристик, основанная на выделении классов отложений и описании этих классов отдельными регрессионными уравнениями.

2. Статистически обоснованы регрессионные уравнения оценки начального дебита нефти после ГРП в карбонатных каширских отложениях Шумовского месторождения Пермского края.

3. Начальный дебит нефти после ГРП в каширских карбонатных отложениях определяется преимущественно фильтрационными характеристиками – дебитом нефти и дебитом жидкости до ГРП.

Исследования выполнены при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM- 2023-0005).

РАЗРАБОТКА ПРОТОТИПА СИСТЕМЫ РАННЕГО ОБНАРУЖЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И ЛЕДЯНЫХ ПРОБОК В СИСТЕМЕ СБОРА ГАЗА

Коротченко Р.К.

Научный руководитель профессор М.В. Коровкин

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Образование газовых гидратов в системах сбора и подготовки газа является актуальной проблемой, приводящей к значительному увеличению себестоимости добычи газа [1, 2]. При этом универсальных способов полностью решить проблему на данный момент не найдено [5, 6]. Несмотря на это, для снижения рисков возникновения осложнений используется ряд физических, химических и технологических методов [3]. Методы могут быть направлены на профилактику возникновения осложнений или на их раннее обнаружение. Усовершенствование имеющихся методов борьбы с осложнениями в большинстве случаев будет требовать установку дополнительных датчиков, изменение технологии закачки ингибитора (метанола) в систему, увеличение объемов его закачки. Подобные мероприятия едва ли окажутся экономически целесообразными, так как связаны со значительной доработкой имеющегося оборудования газового промысла либо установкой нового.

В то же время модернизация системы раннего обнаружения осложнений представляется экономически обоснованным и перспективным решением. Эта система состоит из различных приборов, каналов связи, блоков управления, программного комплекса и устройств вывода информации. В данный момент вся информация, поступающая на пульт управления, является цифровой. Тренды параметров представляют собой временные ряды. Аналитика выполняется оператором пульта управления и сводится к поиску аномалий во временных рядах с последующим сравнением полученных данных и выработкой вывода. Иными словами, процессы сбора, передачи и вывода информации автоматизированы, однако сам анализ данных выполняется человеком. Эти обстоятельства наталкивают на мысль о возможности автоматизации процесса аналитики путем использования программных комплексов, в том числе с применением искусственного интеллекта. Гипотеза заключается в том, что создание такой системы возможно, а ее внедрение даст значительный экономический эффект, связанный с уменьшением риска осложнений в системе сбора, а также высвободит рабочие ресурсы эксплуатационного персонала и снизит влияние человеческого фактора. Целью разрабатываемого проекта является создание прототипа подобной системы. Задачи, которые необходимо выполнить для достижения поставленной цели:

1. Полностью формализовать действия человека по принятию решений.
2. Убедиться в возможности реализации всех этапов аппаратно-программными методами.
3. Поэтапно реализовать блоки полученного формального алгоритма.

Для решения первой задачи были использованы методы анализа действий и решений оператора пульта управления, абстрагирование от второстепенных задач, моделирование процесса принятия решений, классификация обработки информации с выделением четырех уровней анализа и другие методы научного исследования. По результатам работы над данной задачей был разработан формальный алгоритм принятия решений. Алгоритм имеет научную новизну так как в текущий момент на газовых промыслах анализ выполняется посредством экспертных оценок, основанных на опыте эксплуатационного персонала. В формате тезисов продемонстрировать полную версию алгоритма не представляется возможным, поэтому на рисунке ниже представлена условная схема, отражающая его иерархию и основные выводы.

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



Рис. Схема иерархии и решений формализованного алгоритма

На схеме продемонстрировано разделение этапов анализа на 4 уровня. На первом уровне выполняется поиск аномальных изменений параметров в данных, поступающих со скважин. Информация о параметрах работы скважин собирается посредством систем телеметрии и передается в центр принятия решений (пульт газового промысла) через радиоканал связи. Входные данные представляют собой временные ряды давлений, расходов и температур. Под аномалией понимается резкое изменение динамики временного ряда. Типов аномалий, связанных с расходом и давлением, может быть 4: 1 – рост давления и расхода; 2 – падение давления и расхода; 3 – рост расхода и падение давления; 4 – падение расхода и падение давления. Временной ряд температур является вспомогательным и на этапе раннего обнаружения аномалий не используется.

Причины аномалий могут быть связаны как с газогидратными осложнениями (желтые блоки), так и с технологическими операциями (серые блоки). При определенных типах аномалий на первом уровне (уровень скважины) возможно определить конкретную причину обнаруженной аномалии, анализируя лишь входные данные с каждой конкретной скважины. Если данных для определения причины аномалии на первом уровне анализа недостаточно, необходимо выполнить переход на следующий уровень анализа, выполнив сравнения данных, приходящих со скважин на разных кустовых площадках (уровень куста). На уровне куста могут быть найдены причины аномалий, для которых требуется дополнительные данные и методы анализа. Если вновь данных оказывается недостаточно, выполняется переход к сравнению параметров работы газосборных коллекторов (уровень нитки), а затем всей системы сбора газа в целом (уровень системы сбора).

На каком-то из этапов анализа причина аномалии будет точно определена, и принято решение о необходимости той или иной реакции. Всего возможных мест или диапазонов возникновения аномалий, связанных с газогидратными или ледяными осложнениями, может быть 6 (желтые прямоугольники на схеме). Типов аномалий, связанных с технологическими причинами, может быть 4 (серые прямоугольники на схеме). Чтобы выполнить автоматизацию разработанного алгоритма принятия решений, необходимо математически описать его блоки на каждом из уровней. Подобная автоматизированная система раннего обнаружения осложнений в системе сбора газа позволит заменить систему обнаружения осложнений, основанную на экспертных оценках эксплуатационного персонала.

Математическое описание разработанного алгоритма необходимо начать с самого первого операционного блока, расположенного на уровне скважины – блока поиска аномалий в данных со скважины. Успешная автоматизация этапа детектирования аномалий и определение ее типа посредством разработки математической модели позволит продемонстрировать возможность комплексной реализации алгоритма и добиться решения второй задачи. Кроме того, математическая модель обнаружения аномалий в динамически меняющихся временных рядах может быть использована как самостоятельная система, способная обнаружить аномалии в динамических, зашумленных данных (но не способная выполнить классификацию их причин). Итогом решения этой задачи является математическая модель, способная выявлять аномалии в данных и выполнять их сравнения. Логика выявления аномалий в модели основана на сравнении коэффициента отношения текущих значений давлений и расходов к усредненным историческим значениям с критическим коэффициентом, выведенным эмпирически на основе статистических данных. Иными словами, модель основывается на методах анализа временных рядов таких как скользящее окно, скользящее среднее, пороговое значение.

Третья задача. Полученную ранее математическую модель удалось использовать для создания автоматизированной программы поиска аномалий на модельных данных. Программа была реализована на Python с использованием библиотек Pandas и Matplotlib. Эксперимент был выполнен на синтетических данных, аналогичных реальным. В результате эксперимента качество поиска аномалий автоматизированной системы сопоставимо с качеством поиска аномалий человеком. За анализируемый месяц автоматизированная система выявила 32 аномалии. При этом человек в схожих условиях отреагировал на 19 аномалий. Среди 32 аномалий, выявленных программой, есть те 19, на которые отреагировал человек как на опасные. Скорость реакции программы на аномалии сопоставима с реакцией человека и находится в диапазоне плюс-минус 30 минут от реакции человека. В дальнейшем необходимо реализовать оставшиеся этапы алгоритма (2,3,4 уровни), чтобы программа могла самостоятельно классифицировать 32 аномалий на безопасные и опасные и сделать окончательный вывод по каждой из них. Таким образом, разработанная и протестированная модель позволяет автоматизировать этап детектирования аномалий и выявить некоторые их причины, фактически автоматизируя первый уровень алгоритма принятия решений.

Как альтернатива классическим методам анализа временных рядов рассматриваются системы искусственного интеллекта, доказавшие эффективность при решении схожих задач в нефтегазовой отрасли [4, 7]. Для создания системы раннего обнаружения осложнений в системе сбора газа выглядят перспективными подходы на основе LSTM-автоэнкодеров (для анализа временных зависимостей в многомерных рядах), графовых нейронных сетей (для учета структурных связей между датчиками) и трансформеров (для прогнозирования долгосрочных трендов). Целесообразность внедрения таких систем требует дополнительного изучения, поскольку ИИ-подход, при потенциальных преимуществах (например, более высокая чувствительность к сложным аномалиям), обладает и недостатками: высокая ресурсоемкость обучения, сложность интерпретации решений, зависимость от качества исторических данных. Для объективной оценки необходимы сравнительные исследования эффективности предложенного ранее метода, систем ИИ и гибридных подходов.

Итак, в представленных тезисах показана актуальность проблемы образования газовых гидратов и ледяных пробок в системах сбора и подготовки. Показаны результаты создания формального алгоритма принятия решений, возможности его реализации аппаратно-программными методами. Описаны результаты создания математической модели аналитики данных на уровне скважины. Разработанная математическая модель уже на данном этапе является самостоятельной системой, способная обнаружить аномалии в динамических данных, и имеет перспективы для дальнейшего масштабирования.

Литература

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации. – 2004.
2. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Природные и техногенные угрозы при поиске, разведке и разработке месторождений углеводородов в Арктике // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2018. – № 2. – С. 60-70.
3. Манукян М.М. Использование когнитивных технологий IBM для нефтегазовой отрасли России // Друкеровский вестник. – 2020. – № 5. – С. 164-175.
4. Прахова М.Ю. и др. Оптимизация управления подачей метанола в системах сбора природного газа // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 6. – С. 22-28.
5. Федоров В.Н., Валямова О.О. Обзор методов диагностирования гидратообразования в магистральных трубопроводах // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК-2018. – 2018. – С. 6-9.
6. Ханга К.М., Ковальчук Ю. Машинное обучение и многоагентные системы в приложениях нефтегазовой отрасли: обзор // Computer Science Review. – 2019. – Т. 34. – С. 100–191.

ОСОБЕННОСТИ ВЛИЯНИЯ ГЕОХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НА ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ И ДОРАЗВЕДКУ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ХАДУМСКОЙ СВИТЫ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Кротова А.Г.

Научный руководитель профессор И.В. Шпуров

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия

В современных условиях нефтегазодобывающей отрасли особую актуальность приобретает проблема освоения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ). Прогрессивное усложнение горно-геологических условий разрабатываемых залежей, ухудшение структуры запасов, возрастающая технологическая сложность процессов эксплуатации и добычи, а также повышение инвестиционных рисков обуславливают необходимость совершенствования подходов к освоению таких месторождений.

При этом категория ТРИЗ охватывает не только запасы, локализованные в сложных геологических условиях, но и те, разработка которых требует применения высокотратных технологий, находящихся за пределами экономической целесообразности в рамках существующей системы налогообложения и льготирования.

Преобладающим типом объектов с ТРИЗ являются нефтематеринские карбонатно-глинистые отложения, характеризующиеся низкими значениями проницаемости и пористости, зональным развитием трещиноватости и отсутствием коллектора в классическом понимании. При освоении месторождений с ТРИЗ возникает ряд существенных методологических проблем. Определение традиционных петрофизических характеристик (пористость, проницаемость, нефтенасыщенная толщина и степень нефтенасыщенности) в низкопроницаемых

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

высокоуглеродистых формациях оказывается недостаточным для корректного подсчета запасов объемным методом и проектирования рациональной системы разработки. Решение данных проблем требует комплексного научно-исследовательского подхода с учетом специфики геологического строения объектов и особенностей их фильтрационно-емкостных свойств.

В пределах исследуемой территории Восточного Предкавказья наиболее сложные и нетрадиционные объекты разработки локализованы в палеогеновых отложениях (Р), с которыми ассоциируются нефтеперспективные участки юго-востока Восточного Предкавказья. Палеогеновый комплекс (Р) данного региона характеризуется слабодислоцированными и практически метаморфизованными породами палеоценового (Р₁), эоценового (Р₂) и олигоценного (Р₃) отделов [1].

Следует отметить, что Восточно-Предкавказская нефтегазоносная область Терско-Каспийского нефтегазоносного бассейна в настоящее время не может считаться достаточно изученной для корректного прогнозирования наиболее перспективных зон нефтегазонакопления. Наибольшие геологические неопределенности в строении Восточного Предкавказья связаны с отложениями хадумской свиты (Р_{3hd}), относящейся к ТРИЗ. Основной целью настоящей работы является поиск и установление влияния геолого-геохимических факторов на критерии выделения зон коллекторов по качественным и количественным признакам.

Хадумская свита (Р_{3hd}) представляет собой высокоуглеродистую формацию Восточного Предкавказья, относящуюся к рюпельскому (Р_{3г}) и хаттскому (Р_{3х}). В литологическом плане свита представлена некарбонатными и различной степени карбонатизации тонкоплитчатыми аргиллитами, мергелями и, в меньшей степени, глинистыми известняками.

В работе [1] были предложены стратегические подходы и этапы доразведки ТРИЗ хадумской свиты (Р_{3hd}) для последующей отработки технологий на участках опытно-промышленных работ и их дальнейшего тиражирования. В рамках первого этапа определения наиболее перспективных для разработки участков и площадей было проведено исследование геохимических свойств и их особенностей с учетом результатов, полученных разными научными коллективами ранее (Баженова О.К., Вассоевич Н.Б., Фадеева Н.П., Горягина Т.А., Рыжков В.И., Яндарбиев Н.Ш., Керимов В.Ю. и др.).

По результатам пиролитических исследований, содержание органического углерода (ТОС, %) в пределах отложений хадумской свиты составляет от 0,21 до 7,21 %; при этом модальное и медианное принимают значения 2,6 и 2,3 % соответственно (рис. 1).

Еще одной отличительной особенностью геохимических свойств является высокий генерационный потенциал – GP (S₁+S₂), который изменяется в пределах от 0,03 до 45,13 мгУВ/г породы, при модальном и медианном значениях 8,8 и 7,1 мгУВ/г породы соответственно.

Таким образом, особенностью хадумской свиты (Р_{3hd}) является ее высокий генерационный потенциал и повышенное содержание органического вещества в связи с чем, по классификации нефтегазоматеринских пород по углеводородно-генерационному потенциалу (К.Е. Peters and M.R. Cassa 1994 г.) можно отнести к отнести к «очень хорошим» и «отличным» [2].

При исследовании результатов комплексного геохимического анализа керна методом пиролиза выявлена существенная вариативность в значениях полного генерационного потенциала (GP) при одинаковых показателях содержания органического углерода (ТОС) (рис. 2).

Так как величина GP определяет нефтегенерационный потенциал пород и количественный выход битумоидов и легких углеводородов, параметр позволил дифференцировать исследуемые образцы на две группы с различным углеводородным потенциалом (рис. 3).

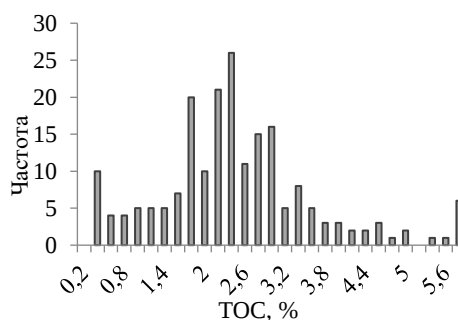


Рис. 1. Гистограмма распределения органического углерода в отложениях хадумской свиты (Р_{3hd})

Таблица

Классификация нефтегазоматеринских пород по углеводородно-генерационному потенциалу (по К.Е. Peters and M.R. Cassa, 1994 г.)

Генерационный потенциал нефтематеринской породы	Пиролитические показатели				
	S ₁	S ₂	S _{орг}	Битумоиды	УВ
	мг УВ/г породы	мг УВ/г породы	вес, %	вес, %	вес, %
Бедные	0,0–0,5	0,0–2,5	0,0–0,5	0,00–0,05	0,00–0,03
Удовлетворительные	0,5–1,0	2,5–5,0	0,5–1,0	0,05–0,1	0,03–0,06
Хорошие	1,0–2,0	5,0–10,0	1,0–2,0	0,1–0,2	0,06–0,12
Очень хорошие	2,0–4,0	10,0–20,0	2,0–4,0	0,2–0,4	0,12–0,24
Отличные	>4	>20	>4	>0,4	>0,24

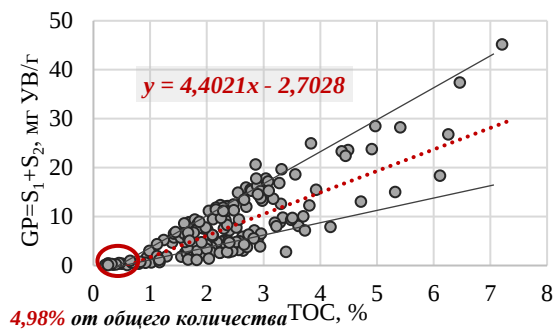


Рис. 2. График зависимости полного генерационного потенциала (РР) от содержания органического углерода в отложениях хадумской свиты (Рзhd)

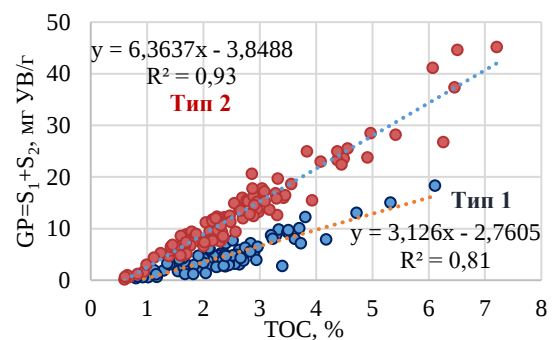


Рис. 3. Дифференция образцов на две группы с различным углеводородным потенциалом

При этом, из исследования были исключены образцы с содержанием TOC менее 0,5 %, составляющие менее 5 % от общего объема выборки, ввиду их низкой информативности и сложности корректной дифференциации. В ходе дальнейшей геолого-геохимической корреляции и статистического анализа были установлены характерные качественные и количественные признаки для каждой группы пород. Так, например, для пород второго типа была установлена наиболее характерная генерация нефти и содержание легких и нефтеподобных соединений углеводородов. Индекс нефтенасыщенности (OSI), характеризующий объем легких углеводородов в органическом веществе, и пиролитический показатель S_1 для пород второго типа средние значения составляют 39,4 мг УВ/г(TOC) и 1,07 мг УВ/г породы соответственно. Для пород первого типа среднее значение OSI составляет 33,8 мг УВ/г(TOC), S_1 – 0,86 мг УВ/г породы.

Таким образом, было установлено, что одними из основных пиролитических параметров, определяющих углеводородный потенциал, по которым их можно классифицировать на типы с различной потенциальной продуктивностью, являются: TOC , GP (S_1 , S_2) и OSI .

Установленные различия указывают на потенциально более продуктивные зоны нефтегазоаккумуляции в пределах распространения второго типа – с повышенным углеводородным потенциалом.

Литература

1. Кротова А.Г. Обзор основных тенденций в развитии сырьевой базы трудноизвлекаемых запасов олигоценых отложений хадумской свиты Восточного Предкавказья / А.Г. Кротова, И.В. Шпуров // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2024. – Т. 15. – № 4. – С. 430-444.
2. Peters, K.E., Cassa, M.R. Applied Source-Rock Geochemistry / Под ред. Magoon L.B. и Dow W.G. // The Petroleum System. From Source to Trap. American Association of Petroleum Geologists. – Tulsa. – 1994. – P. 93-120.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ТВЕРДЫХ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

Кулаков М.В.

Научный руководитель доцент К.М. Минаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из основных физико-химических функций бурового раствора в процессе строительства скважины является смазывание поверхностей трения [4]. Успешная реализация этой функции позволяет сокращать время строительства, существенно облегчать технологические процессы бурения и спуска обсадных колонн в наклонно-направленные и горизонтальные интервалы. В свою очередь, недостаточное смазывание приводит к высокому коэффициенту трения. Этот коэффициент влияет на совокупное взаимодействие на между бурильным инструментом, буровым раствором, фильтрационной коркой и пластом, которое определяется крутящим моментом при вращении бурильного инструмента и сопротивлением его перемещению в скважине.

Буровые растворы на углеводородной основе могут обеспечивать достаточную смазывающую способность в процессе бурения, но у них есть много недостатков, включая высокую стоимость, дорогостоящую инфраструктуру и негативный экологический эффект. Поэтому, применение буровых растворов на водной основе является альтернативой менее экологичному буровому раствору на углеводородной основе. При этом растворы на водной основе обладают рядом преимуществ: хорошей выносной и удерживающей способностью, низкой токсичностью и незначительным влиянием на продуктивный пласт. Кроме того, он оказывает хорошее влияние на стабилизацию ствола скважины, повышение скорости бурения и снижение аварийности при бурении, а при применении качественных смазывающих и противоприхватных добавок буровой раствор на водной основе имеет широкие перспективы [1]. Но с ужесточением экологических норм традиционные смазочные материалы для бурового раствора на водной основе должны подвергаться серьезным испытаниям. Таким образом, некоторые смазочные материалы, могут считаться экологически неприемлемыми, такие как сырая нефть, дизельное топливо, силиконовая смазка

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

или парафин. Следовательно, существует необходимость в смазывающих материалах, которые являются одновременно экологически чистыми и соответствуют требованиям технологии строительства скважин. Такими материалами могут стать твердые смазывающие добавки.

В данной статье рассматривается применение двух типов твердых материалов, которые могут обладать механическим смазывающим эффектом. Такие материалы работают на границе контакта стенки скважины и бурильного инструмента без непосредственного внедрения или растворения, что позволяет расширить область их применения.

В данном исследовании было рассмотрено применение карбоната кальция крупной фракции и модифицированного асфальта в качестве добавки в полимер-карбонатный буровой раствор и их влияние на реологические, фильтрационные параметры и изменение характера и степени смазывания.

Карбонат кальция представлен фракцией 100–400 мкм ($D_5 = 160$ мкм; $D_{98} = 410$ мкм). В связи со своими физико-химическими свойствами он не оказывает негативного эффекта на продуктивный пласт и легко удаляется при помощи установки кислотной ванны. Правильный подбор концентрации реагента позволяет предотвращать поглощения бурового раствора, а также снижать риск дифференциального прихвата. При этом данный реагент не вызывает износа оборудования буровой и химически инертен по отношению к горным породам. Модифицированный асфальт – слабо растворимый в водной среде сыпучий порошок. Добавление реагента в состав бурового раствора позволяет повысить качество фильтрационной корки, формирующейся на стенке скважины, и улучшить его смазывающие свойства, тем самым снизить крутящий момент и сопротивление движению бурильного инструмента. В рамках исследования было рассмотрено влияние добавок на полимер-карбонатный буровой раствор со следующими концентрациями химических реагентов.

Таблица

Состав исследуемого бурового раствора

Химический реагент	Полимер-карбонатный буровой раствор				Добавки	
	Каустическая сода	Понижитель водоотдачи (ПАЦ)	Ксантановая смола	Карбонат кальция средне-мелкого помола	Карбонат кальция крупного помола	Модифицированный асфальт
Концентрация, кг/м ³	1	10	2	80	0–40 (с шагом 10)	0–12,5 (с шагом 2.5)

Приготовление раствора осуществлялось в соответствии с [3]. Замер параметров буровых растворов проводился на основании стандарта [2].

Реологические параметры буровых растворов определялись при помощи ротационного вискозиметра. При увеличении концентрации карбоната кальция наблюдается рост пластической вязкости по причине роста количества инертной твердой фазы. Добавление асфальта вызывает резкий рост динамического напряжения сдвига, что можно увидеть по разнице усредненных реологических профилей растворов (рис. 1). Статическое напряжение сдвига изменяется незначительно.

Фильтрационные свойства определялись при помощи фильтр-пресса низкого давления. Изменение концентрации добавок не сильно повлияло на фильтрационные свойства получаемых растворов. Значение показателя водоотдачи при изменении концентрации карбоната кальция варьируется в диапазоне 11–12 мл/30 мин; при изменении концентрации модифицированного асфальта – 10–11 мл/30 мин. Толщина фильтрационной корки изменяется также незначительно: от 0,8 до 1 мм.

Корреляции между концентрацией твердой смазывающей добавкой, показателем водоотдачи бурового раствора и коэффициентом трения фильтрационной корки, определяемой на приборе КТК-2 представлены на рисунке 2. Корреляция между концентрацией добавки и коэффициентом трения аппроксимируется полиномом второй степени с величиной достоверности более 0,8 для обоих вариантов. О корреляции между показателем водоотдачи и коэффициентом трения говорить сложно, так как водоотдача представлена в узком диапазоне значений, при этом, можно наблюдать аналогичную корреляцию.

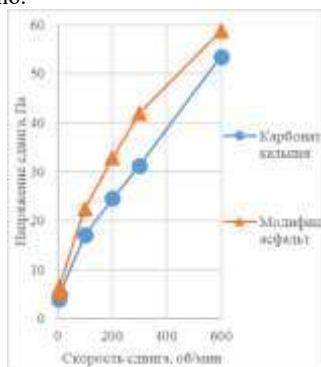


Рис. 1. Усредненный реологический профиль исследуемых растворов

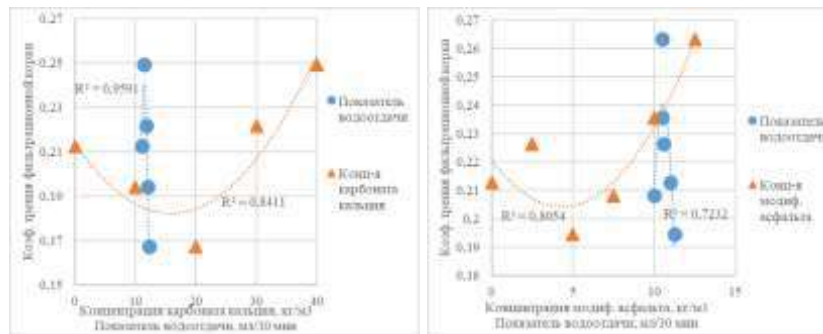


Рис. 2. Корреляция между концентрацией реагентов, водоотдачей БР и коэффициентом трения фильтрационной корки: А – при изменении концентрации карбоната кальция, Б – при изменении концентрации модифицированного асфальта

Увеличение концентрации карбоната кальция крупной фракции позволяет снизить коэффициент трения на 10–20 % при оптимальной концентрации добавки от 10 до 25 кг/м³. При этом показатель водоотдачи изменяется незначительно, что нельзя сказать о реологических параметрах. Поэтому при введении данной добавки следует тщательно контролировать реологические параметры получаемой смеси для предотвращения осложнений, связанных с недостаточной степенью очистки ствола скважины.

Добавление в буровой раствор модифицированного асфальта позволяет повысить динамическое напряжение сдвига, что положительно скажется на качестве выноса шлама с забоя при бурении, снизить показатель водоотдачи, а при концентрации от 3 до 6 кг/м³ позволит снизить коэффициент трения фильтрационной корки на 8–10 %.

Литература

1. Mohammadi M.K., Nowtarki K.T. A case study on the successful application of solids lubricants in directional and horizontal drilling operations to reduce torque and drag and improve ROP in one of the carbonate oil reservoirs // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – SPE, 2015. – С. SPE-176473-MS.
2. ГОСТ 33213-2014. Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях. Растворы на водной основе. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://rosdocs.ru/file/gost/75/180/gost_33213-2014.pdf.
3. ГОСТ 56946-2016. Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания: Национальный стандарт Российской Федерации: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 июня 2016 г. N 530-ст: введен впервые: дата введения 2016-12-01.
4. Овчинников В.П. и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – 2017.

ПОСТРОЕНИЕ ЧИСЛЕННОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ДИСПЕРГАЦИИ ДГ-40

Кушнер Л.Е.^{1,2}

Научный руководитель М.С. Павлов²

¹АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

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

Для диспергации растворов на углеводородной основе (РВО) [6] в отечественном бурении нефтяных и газовых скважин чаще всего используются гидравлические диспергаторы ДГ-40 (рис. 1) [1–4].

Таблица 1

Технические характеристики диспергатора ДГ-40

Рабочее давление жидкости на входе в диспергатор, МПа	4,0-10,0
Пропускная способность, л/с	до 40
Внутренний диаметр сменных насадок, мм	3-12
Габариты, мм	не более 600x400x200
Масса, кг	не более 25

Диапазон типоразмера насадок для ДГ-40 составляет 3–12 мм (табл. 1). Применение того или иного размера насадок в производственных условиях производится по принципу перебора различных насадок и отслеживания фактической скорости увеличения электростабильности (ЭС) от времени.

Данный подход несёт в себе большое число ошибок и проблем. В условиях бурения скважин, зачастую, не выделяется отдельное время на оптимизационные мероприятия. Они не заложены в программу на бурение скважин. Не производится предварительных тестов диспергации РВО на ДГ-40 с различными насадками. А типоразмер насадок выбирается на этапе закупочной процедуры и планирования проекта.

Целью исследования является построение численной модели процесса диспергации, на основе которой можно будет произвести оптимизацию конструкции диспергатора ДГ-40 и выбрать оптимальный типоразмер насадок.

Для выполнения цели необходимо поставить ряд задач:

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

1. Построение 3-D модели корпуса гидравлического диспергатора ДГ-40 в ПО «КОМПАС-3D» [5].
2. Построение численной модели процесса течения бурового раствора в корпусе ДГ-40.
3. Анализ зависимости «Расход-давление» для РУО на Месторождении X.



Рис. 1. CAD-модель гидравлического диспергатора ДГ-40

Для построения численной модели процесса диспергации в корпусе диспергатора были определены граничные условия, которые были заданы в специальном ПО (табл. 2).

Таблица 2

Параметры расчетной модели	
Граничные условия	
Температура	50 °С
Давление	Статическое давление на выходе (Outlet average static pressure) $P = 1$ атм Исходное давление (reference pressure) $P = 0$ атм
Параметры жидкости	$\rho_{\text{воды}} = 1 \text{ г/см}^3$; $\rho_{\text{базового масла}} = 0,86 \text{ г/см}^3$ Водонефтяное отношение – 70/30 Реологическая модель – Хершел-Балкли Пластическая вязкость – 50 сП
Конструкция модели	Габаритные размеры – 600 мм x 400 мм x 200 мм Различные модели с диаметром сопел – 3-12 мм
Допущения	
Изменение температуры, параметров раствора	Отсутствуют
Вибрационные нагрузки	Отсутствуют
Длина трубной обвязки	Не учитывается
Химические добавки	Отсутствуют утяжелитель, органофильная глина (загуститель), эмульгатор, известь, кольматант, соль, гидрофобизатор. Твердая фаза в составе раствора отсутствует
Модель течения жидкости	
Shear stress transport k- ω [3]	Учитывает: Температуру среды Физические и реологические параметры среды Несколько фаз жидкости, диаметр частиц Изменение давления Влияние дивергенции Скорость (объемный расход) течения жидкости Нелинейное уравнение в частных производных: $\frac{\partial k}{\partial t} + U_j \frac{\partial k}{\partial x_j} = P_k - \beta' k \omega + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[(v + \alpha_k v_T) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right]$ где v_T – кинематическая вихревая вязкость; k, ω – переменные турбулентности

Далее, в рамках анализа, учитывались данные по скорости течения и изменения давления и массового расхода бурового раствора при изменении типоразмера насадок.

На рисунке 2 изображен график зависимости «расход-давление» для насадок ДГ-40 различного типоразмера. Данная характеристика соответствует фактическим данным при диспергации на месторождении X ($d_{\text{насадка}} = 6$ мм; $P_{\text{на входе}} = 100-105$ атм; $Q = 7-8$ л/с).

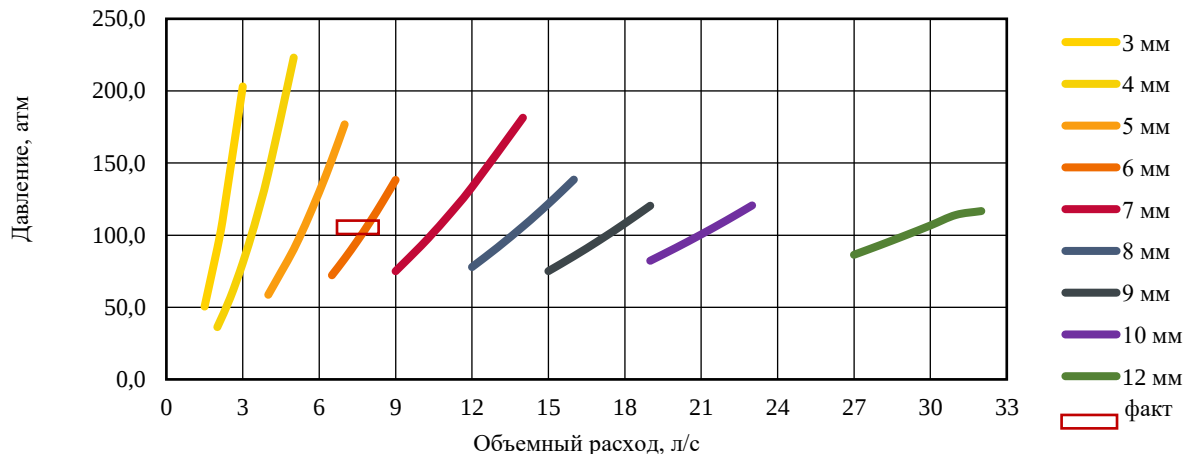


Рис. 2. Зависимость давления от объемного расхода диспергатора при различных диаметрах сопел

По результатам исследования можем сделать выводы:

1. Корпус диспергатора ДГ-40 спроектирован (рис. 1).
2. Модель течения бурового раствора в гидравлическом диспергаторе ДГ-40 построена и соответствует фактическим данным на месторождении X.
3. В рамках построенной модели планируется отслеживать параметры завихрения многофазного потока, которые определены моделью течения жидкости – Shear stress transport (табл. 2).

Литература

1. Диспергатор гидравлический ДГ-40. Краснодарский завод НЕФТЕМАШ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://remoil.ru/products/3/45> – (17.02.2025)
2. Диспергаторы гидравлические ДГ-40, ДГС 40-20, ДГ-40-35 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://kubanbur.ru/products/dispergatory/gidravlicheskie-dg-40-dgs-40-20-dg-40-35> – (17.02.2025)
3. Диспергатор гидравлический ДГ-40. АО «ПромКомплектСервис» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pks.su/product/dispergator-gidravlicheskiy-dg-40/> – (17.02.2025)
4. Диспергатор гидравлический ДГ-40. АО «ХАДЫЖЕНСКИЙ МАГИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://hmzavod.ru/products/oborudovanie-dlya-sistem-ochistki-burovogo-rastvora/dispergator-gidravlicheskiy-dg-40/> – (17.02.2025)
5. Компас-3D. Официальный сайт САПР КОМПАС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://kompas.ru/>, – (17.02.2025)
6. Mi Swaco. Руководство по буровым растворам для инженеров-технологов. Ред. 2.1. США, 2009. – 992 с.
7. SST k-omega model [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.cfd-online.com/Wiki/SST_k-omega_model, – (17.02.2025)

ПРИМЕНЕНИЕ ПОДХОДА МУЛЬТИАГЕНТНЫХ СИСТЕМ ПРИ АДАПТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Магдеев А.М.

Научный руководитель профессор В.Б. Белозёров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение: современные геологические и гидродинамические модели месторождений углеводородов представляют собой сложные системы, управляемые множеством нелинейно взаимосвязанных параметров, таких как петрофизические свойства пласта, характеристики флюидов, режимы работы скважин и другие факторы. Адаптация геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ) на историю их разработки требует корректного учета как глобальных изменений (влияющих на всё месторождение), так и локальных (затрагивающих отдельные объекты). Это делает процесс адаптации крайне ресурсоемким и трудоемким [2]. Традиционные подходы автоматизированной адаптации основаны на использовании единого оптимизатора для настройки как глобальных параметров для всего месторождения (эффективные толщины, пористость, проницаемость), так и отдельных параметров скважин, кустов, выбранных локальных кластеров (к примеру, относительная фазовая проницаемость (ОФП), анизотропия проницаемости, скин-фактор, эффективная доля перфораций и т. д.). Однако такой подход имеет ряд ограничений. Например, изменение глобальных параметров, таких как абсолютная проницаемость, автоматически влияет на ОФП на локальном уровне (формула Котн). Это может привести к использованию некорректных значений ОФП при обновлении модели, что, в свою очередь, потребует дополнительной локальной настройки параметров для достижения сходимости добычи фаз (нефти, воды, газа) и повторных запусков оптимизационного алгоритма.

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

$$K_{отн}(S_i) = \frac{K_{фаз}(S_i)}{K_{абс}}$$

где $K_{отн}$ – относительная проницаемость фазы, д.е.;

S_i – насыщенность фазой (нефть, вода, газ), д.е.;

$K_{фаз}$ – фазовая (эффективная) проницаемость, мД (мкм²);

$K_{абс}$ – абсолютная проницаемость, мД (мкм²).

Описание подхода: в описанном контексте применение подхода мультиагентных систем (МАС), используемых в алгоритмах искусственного интеллекта, предлагает потенциально эффективное решение. Идея заключается в разделении сложной системы месторождения на автономные зоны-агенты (скважины, кусты, кластеры и т. д.), каждая из которых самостоятельно подбирает локальные параметры, производя адаптацию своего участка общей модели. Как показывает практика, адаптация нескольких независимых целевых функций позволяет добиться более точных результатов по сравнению с попытками одновременной настройки модели для множества компонентов [1]. Каждый агент работает с собственным оптимизатором, который корректирует параметры с учетом локальных условий и задач, таких как согласование модели с историческими данными по накопленной добыче, дебитам нефти, воды, газа, значениям пластового и забойного давления, а также показателям обводненности или продуктивности для каждой зоны. Ключевым аспектом является то, что в пределах своей зоны регулирования автономный агент не может изменять глобальные параметры модели, ограничиваясь только локальным набором. В свою очередь, управляющий агент (месторождение) не вмешивается в настройку локальных параметров. Схема предлагаемого алгоритма представлена на рисунке.

Иерархия агентов: управляющий агент-месторождение имеет высший приоритет и в ходе адаптации регулирует глобальные параметры модели, чтобы обеспечить сходимость накопленной добычи флюидов с фактической историей. Проще говоря, агент-месторождение должен обеспечить достаточный объем флюидов, чтобы локальные агенты могли удовлетворить свои потребности. При нахождении лучшего результата, управляющий агент направляет локальным агентам настройки глобальных параметров, после чего каждый локальный агент стремится удовлетворить свой интерес (к примеру, адаптировать дебиты нефти и забойного давления). Иерархия между агентами обусловлена неизбежным появлением конфликтов между ними. К примеру, агент-скважина достиг идеальной локальной сходимости показателей добычи, при этом месторождение требует внесения корректировок в глобальные параметры для улучшения интегральных показателей. В случае отсутствия иерархии, агент-скважина будет игнорировать изменение глобальных настроек, поскольку это действие нивелирует ранее найденное решение. Эта проблема решается введением иерархии между агентами, а также назначением весов для каждого агента, особенно если их вклад в общую добычу неравноценен или агенты действуют в одном домене (кусте, пачке, пласте) и встает вопрос, какие локальные параметры выбрать, в случае их конфликта.

Результаты: общее количество регулируемых параметров модели – 1148, количество скважин – 40, количество выделенных агентов-кустов – 4 (по 10 скважин). Данные по времени расчёта представлены в таблице. Как можно заметить, время одной итерации расчёта оптимизатора уменьшилось в разы.

Преимущества и недостатки: использование описанного подхода в первую очередь позволяет решать задачу адаптации ГГДМ путем её разбиения на несколько составляющих и осуществлять подбор параметров и расчёт набора моделей при помощи нескольких распараллеленных оптимизаторов, используемых на нескольких вычислительных машинах. В сравнении с описанным ранее классическим подходом, когда один оптимизационный алгоритм пытается осуществить настройку сразу всего набора параметров и производит расчёт цельной модели на одной машине.

Таблица

Данные по времени расчёта 1 итерации

Объект (тип и кол-во параметров)	Время расчёта
Целая модель: глобальные параметры – 14, локальные параметры – 1134	1 час 18 мин
Куст 1 (локальные параметры-294)	14–35 мин
Куст 2 (локальные параметры-281)	6–22 мин
Куст 3 (локальные параметры-286)	12–40 мин
Куст 4 (локальные параметры-273)	9–25 мин

Недостатки предлагаемого подхода заключаются в необходимости использования нескольких вычислительных машин, необходимости корректно разделить модель и учесть эту операцию при настройке *workflow*, необходимости настройки отдельной целевой функции для оптимизатора каждого агента. Каждая итерация алгоритма работает с фиксированным файлом записи перетоков до тех пор, пока глобальная модель не учтёт все изменения, не обновится и не запишет актуальный *flux-file*. Т. е. в представленном исполнении локальный агент не может оперативно учесть корректировки модели по результатам работы агентов-соседей.

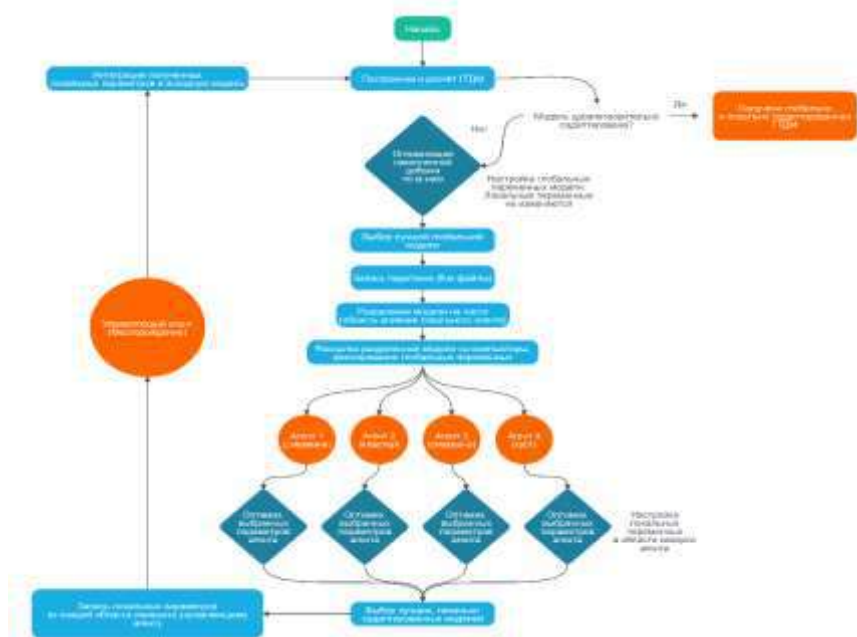


Рис. Схема алгоритма адаптации ГГДМ с применением подхода мультиагентных систем

Направления развития: предлагаемый алгоритм является примером простейшего исполнения мультиагентной системы, где каждый исполняющий агент стремится улучшить свои локальные параметры, а система обеспечивает глобальное решение. Этот подход не требует использования специализированного программного обеспечения и может быть реализован с помощью гидродинамического симулятора и скриптов на языке *Python*. В более сложных вариантах взаимодействие агентов может быть расширено не только в вертикальной иерархии (подчинение локального агента системе), но и в горизонтальной, что позволяет агентам «общаться» между собой, подбирая свои параметры согласованно (как в пределах одной зоны, так и в контакте с агентами-соседями). В таких системах агенты могут координировать свои действия, чтобы минимизировать ошибки или максимизировать общий результат (добыча на прогнозе). Также перспективным направлением является оценка синхронного и асинхронного подхода при взаимодействии управляющего агента с подчиненными [3]. Синхронный (текущий) подход предполагает, что система обновляет модель после получения результатов от всех агентов, тогда как асинхронный подход позволяет модели актуализироваться по готовности результата от каждого агента. Это позволяет агентам оперативнее реагировать на изменения, но требует перезапуска цикла оптимизации с каждым обновлением. Таким образом, подход можно развивать, вводя более сложные модели взаимодействия и адаптивности.

Литература

1. Maschio C., Schiozer D.J. A new methodology for assisted history matching using independent objective functions // *Petroleum Science and Technology*. – 2008. – Т. 26. – № 9. – С. 1047-1062.
2. Еремян Г.А. Выбор целевой функции для решения задачи автоадаптации геолого-гидродинамической модели: дис. канд. техн. наук / Еремян Грачик Араикович; Томский политехнический университет. – Томск, 2022. – 141 с.
3. Мельничук А.В., Сивакова Т.В., Судаков В.А. Решение задач оптимизации с использованием мультиагентных моделей // *Препринты Института прикладной математики им. М.В. Келдыша РАН*. – 2019. – № 0. – С. 100-16.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОГНОЗА ДЕБИТА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Макаров Н.

Научный руководитель доцент Ш. Давуди

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Прогнозирование дебита нефти является одной из ключевых задач нефтегазовой отрасли, позволяя оптимизировать разработку месторождений, снижать риски и повышать эффективность добычи углеводородов.

В последние годы всё шире применяются алгоритмы машинного обучения (МО), которые могут заменить длительные и ресурсоёмкие гидродинамические симуляции, обеспечивая более гибкий и быстрый подход к оценке перспектив добычи [3].

Одним из перспективных алгоритмов в этой области считается машина опорных векторов наименьших квадратов (LSSVM), обеспечивающая высокую точность предсказаний даже при наличии многомерных нелинейных связей между входными параметрами [1]. Для разработки данной модели используются исторические данные эксплуатации скважин, включающие показатели забойного и устьевое давления, температуры, дебиты нефти, воды и газа, а также режимы работы (время на линии, размер штуцера, число часов работы) [5]. В процессе обучения LSSVM

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

может успешно выявлять закономерности, неочевидные при применении классических подходов, основанных на уравнениях притока или аналитических методиках кривых снижения добычи (Decline Curve Analysis) [2].

Важным этапом при построении и внедрении нейросетевых моделей является **предварительная обработка данных**: исключение некорректных значений, «выбросов» и пробелов в записях. В работе [5] использовались методы интерполяции и сглаживания временных рядов (метод Савицкого–Голея), что позволило повысить корреляцию ключевых признаков и сократить погрешность обучения.

Кроме того, **экономическая оценка** полученных прогнозов важна для определения целесообразности применения МО-моделей в конкретных проектах. По результатам исследования [1], расхождения между реальными и предсказанными значениями дебита нефти привели к минимальным расхождениям в расчёте чистой приведённой стоимости (NPV). Такие результаты доказывают, что современные алгоритмы машинного обучения способны обеспечить не только высокую точность оценок, но и экономическую эффективность при принятии инвестиционных решений.

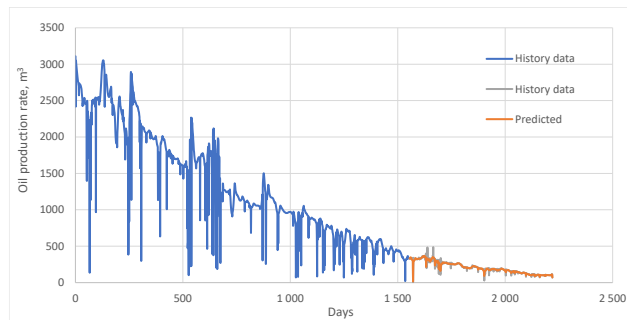


Рис. График исторического и прогнозного дебита нефти скважины

В заключение можно отметить, что применение LSSVM и других методов машинного обучения в прогнозировании дебита нефти даёт весомый выигрыш по скорости расчётов и точности результатов. Однако для достижения лучшего качества прогноза необходимо:

- накапливать и систематизировать надёжные данные по истории эксплуатации;
- уделять особое внимание методам очистки, интерполяции и выявления выбросов;
- использовать оптимизационные подходы (например, генетические алгоритмы, эволюционные методы) для подбора гиперпараметров моделей МО.

Дальнейшее развитие направлений глубинного обучения, рекуррентных и свёрточных сетей, а также использование ансамблей (XGBoost, CatBoost, LightGBM, случайный лес) позволит достигать ещё более высоких значений R^2 и минимизировать экономические риски при долгосрочном планировании разработки нефтяных месторождений [1, 2, 5].

Литература

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. – 222. – P. 119796.
2. Fetkovich M.J., Fetkovich E.J., Fetkovich M.D. Useful concepts for decline-curve forecasting, reserve estimation, and analysis // SPE Reservoir Engineering. – 1996. – Vol. 11. – No. 1. – P. 13–22.
3. Gopal M. Applied Machine Learning. – New York: McGraw-Hill Education, 2019. – 623 p.
4. Макаров Н.С. Оптимизация прогноза дебита нефти с помощью методов машинного обучения (на примере месторождения X, Северное море). – Основной диплом. – Томск, 2024. – 112 с.
5. Макаров Н.С., Белозеров В.Б., Давуди Ш. Экономическая оценка прогностических моделей МО в нефтегазовой отрасли // Материалы конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2024. – С. 56–63.

**ПРОВЕДЕНИЕ МНОВОВАРИАНТНОЙ ОЦЕНКИ ПРОДУКТИВНОГО ОБЪЕМА АЧИМОВСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ С УЧЕТОМ КОНЦЕПТУАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ**

Переpletкин И.А.^{1,2}, Забoева А.А.¹, Музраева Б.Ю.¹

Научный руководитель А.А. Забoева²

¹Группа компаний «Газпром Нефть», г. Санкт-Петербург, Россия

²Новосибирский национальный исследовательский Государственный университет,
г. Новосибирск, Россия

При оценке объектов со сложным строением, к которым относятся ачимовские отложения, необходимо учитывать совокупность неопределенностей, связанных с концептуальными особенностями их геологического строения [3]. В частности, необходимо учитывать фациальную зональность и контраст свойств в различных фациальных зонах (ФЗ). Данный факт необходим как непосредственно при оценке ресурсного потенциала месторождения, так и для возможности использования результатов моделирования для расчета профилей добычи и планирования дальнейшей программы ГРП [2, 4].

В рамках предложенного подхода подразумевается два основных блока расчетов – для области фондаформы (фациальные зоны В и С), а также для области распространения подводящих каналов (фациальная зона А) [6]. На финальном этапе производится объединение карт.

В рамках моделирования фондаформы, особый акцент уделен эксперименту с получением карты тренда и ее вариациями в каждой из реализаций. В рамках получения тренда, последовательно производится вариаций площадей лопастей, ширины распределительных каналов (тем самым учитывая неопределенность, связанная с разрешающей способности сейсморазведки при картировании полигонов каналов), а также учет геометризаций лопастей в пределах пласта, как по вертикали, так и по латерали.

Рассмотрим каждый из этапов и учитываемые неопределенности более детально. Первоначально необходимо учесть неопределенность, связанную с геометризацией лопастей. Технически, в рамках рабочего Workflow каждый из сценариев контуров лопастей и соответствующим им полигонов каналов (максимальный, минимальный и базовый) выпадает равновероятно (рис. 1, а).

Следующим этапом необходимо учесть вероятность наличия коллектора в определенном узле карты исходя из близости к закартированным каналам. Картопостроение производилось методом Artificial algorithms. Ввиду ограничений алгоритма, всего построено 5 подобных карт со следующими радиусами (значение из диапазона выбиралось случайно, но при условии разницы между радиусами не более 4000 м): 1000–3000, 4000–6000, 7000–9000, 10000–12000, 13000–15000 м. Данные значения выбирались экспертным путем исходя из анализа выделенных лопастей в разных вариантах по площади. Далее полученные 5 карт просуммированы и ортонормированы от 0 до 1 (рис. 1, б).

Далее производился учет доли канальных систем (КС) в объеме пласта. Стоит отметить, что количество слайсов выбиралось пропорционально мощности циклита. Полученные карты тренда по лопастям в дальнейшем умножались на данные значения долей мощности. Далее производилось арифметическое сложение карт друг с другом; по результатам сложения формировалась предварительная карта тренда (рис. 1, в). Дополнительно производится учет потенциального фактора пересечения в плане нескольких лопастей во избежание нереалистичного завышения значений NTG (рис. 1, г). Данные «артефакты» образуются при получении интегрированной карты тренда после сложения карт по отдельным лопастям из-за технических ограничений при расчетах в 2D-варианте. Для этого в данных областях получены карты долей «мощности перекрытия», которые выступили дополнительным делителем при получении финальных карт тренда. Стоит отметить, что подобные карты отличаются в каждой реализации ввиду независимой вариации площади канальных систем на первом этапе построения тренда. При этом сохраняются экстремумы в местах, где конусы перекрываются в плане, но не накладываются друг на друга по вертикали.

Комплекс операций при построении мягкого тренда и его вариации в различных реализациях позволил возможность оценить влияние совокупности неопределенностей. Во-первых, учтено концептуальное строение лопастей и дифференциация по фациальным зонам (размеры лопастей, вариация ширины распределительных каналов, связанная с ограничениями разрешающей способности сейсморазведки. Во-вторых, проработаны технические ограничения при 2D-расчетах, связанные с учетом доли каждой из КС в объеме пласта и фактора наложения КС друг на друга в объеме пласта.

Полученная карта коэффициента песчанистости (NTG) после учета тренда (рис., д) умножается на карту общих толщин, полученной после вариации структурного каркаса. В рамках методики проработан количественный учет динамики смещения структурных элементов на конце формирования циклита относительно их положения на начало формирования. Операция осуществляется путем умножения на долю конкретной фациальной зоны в преддверии сшивки карт в различных фациальных зонах (рис. е). Для построения эффективного объема в области распространения подводящих каналов последовательно учитывается независимая вариация мощностей и ширины каналов, а также доля мощности фациальной зоны А. В качестве исходных данных выступили полигоны каналов, относительно которых происходило картопостроение. Количественные параметры (радиус и ширина) каналов выбирались исходя из данных по аналогам с привлечением собственных скважинных данных. Вторым этапом полученная карта умножалась на карту долей КС. На третьем этапе производилось умножение на карту пропорции ФЗ А в объеме пласта (рис., ж). Описанная в работе методика оценки эффективного объема позволила учесть неопределенности, связанные со сложным геологическим строением ачимовской толщи, прежде всего, геометризацией изолированных объектов с учетом фациального зонирования. Технические ограничения, связанные

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

с разрешающей способности СРР при картировании полигонов каналов на седиментационных слайсах также учтены на этапе формирования и вариации трендовых карт песчанистости.

Стоит отметить, что при сделанных допущениях в рамках расчетов в 2D-варианте (дополнительный учет доли мощности каждой из КС и фактора наложения КС друг на друга в объеме пласта), результаты получаются геологически-реалистичными и практически не уступают по качеству проработки относительно 3D-сценария. Данный факт существенно экономит время и ресурсы рабочих станций на многовариантные расчеты.

Касаемо использования полученных карт на дальнейших этапах, в частности, расчета разработки, полученные результаты напрямую не могут быть использованы для проведения гидродинамического моделирования ввиду масштабного ограничения (результаты расчетов не предполагают 3D-моделирования), однако полученные карты пригодны для расстановки эксплуатационного фонда ввиду получаемого обоснованного распределения продуктивных толщин по площади.

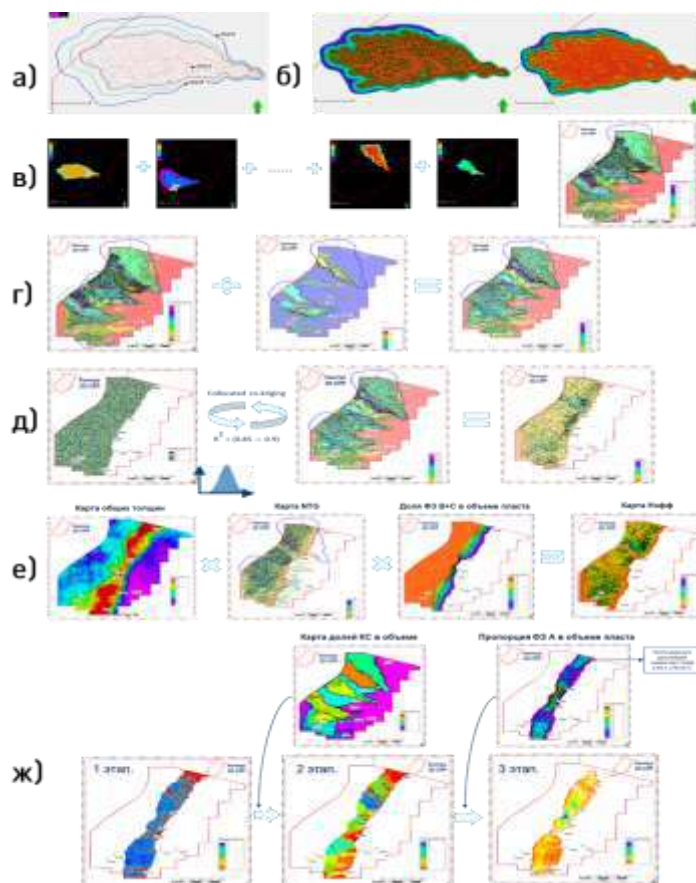


Рис. Результаты, получаемые на каждом этапе многовариантных расчетов в рамках этапа вариации эффективного объема

Литература

1. Алехин И.И. и др. Разработка интегрированного технического подхода к вероятностной оценке ресурсной базы и учету геологических рисков для ачимовских отложений при низкой степени изученности // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2024. – Т. 9. – № 3. – С. 6-16.
2. Ачимовские горизонты. Спецпроект «Газпром нефть» и Neftegaz.RU. – URL: <https://achimovka.neftegaz.ru/?ysclid=ivanog4eg5767135808> [Электронный ресурс]
3. Белозеров Б.В. и др. Практические советы по 3D геологическому моделированию // СПб.: ООО «Газпромнефть НТЦ», 2015.
4. Букатов М.В. и др. Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – № 2. – С. 16-21.
5. Руководство по формированию концептуальной основы крупных проектов ГРП Санкт-Петербург. – Санкт-Петербург: ПАО «Газпром нефть», 2022. – 103 с.
6. Reading H.G., Richards M. Turbidite systems in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system // AAPG bulletin. – 1994. – Т. 78. – № 5. – P. 792-822.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ХРАНЕНИЯ CO₂ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИБРИДНЫХ МОДЕЛЕЙ ГЛУБОКОГО ОБУЧЕНИЯ

Пискунов С.А.

Научный руководитель доцент Ш. Давуди

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Прогнозирование емкости хранилищ CO₂ и темпов добычи нефти имеет решающее значение как для смягчения последствий изменения климата, так и для повышения нефтеотдачи пластов. Сочетание этих подходов позволяет сократить выбросы CO₂ в атмосферу и одновременно увеличить добычу нефти из существующих резервуаров [3].

Современное прогнозное моделирование для хранения CO₂ использует такие методы, как моделирование с помощью различного программного обеспечения, машинное обучение (МО) и геостатистика. Моделирование резервуаров объединяет геологические данные, свойства флюидов и характеристики пласта для моделирования поведения CO₂ под землей. Методы МО, включая глубокое обучение, анализируют большие массивы данных для повышения точности прогнозирования. Геостатистические методы, такие как кригинг, оценивают пространственную изменчивость и неопределенность в геологических пластах, помогая оценить неоднородность пласта и потенциальные риски утечки CO₂ [1].

Глубинное обучение представляет собой мощный инструмент для создания предсказательных моделей и решения задач обратного инжиниринга. Оно позволяет извлекать скрытые закономерности из сложных многомерных данных, что особенно важно в задачах моделирования сложных физических и инженерных процессов. В предсказательном моделировании нейросетевые методы могут заменить традиционное программное обеспечение, ускоряя вычисления и снижая потребность в ресурсоемких симуляциях. В задачах обратного инжиниринга глубинные модели способны восстанавливать входные параметры системы на основе наблюдаемых данных, что открывает новые возможности для оптимизации и автоматизации сложных процессов [2].

Глубинное обучение активно применяется для построения предсказательных моделей и решения задач обратного инжиниринга. Одним из ключевых этапов разработки таких моделей является оптимизация гиперпараметров и выбор наилучшей архитектуры нейросети. Этот процесс сложен, так как требует поиска в многомерном пространстве параметров. Существуют различные подходы к оптимизации [5]:

1. Перебор по сетке (Grid Search) – полный перебор всех возможных комбинаций параметров.
2. Случайный поиск (Random Search) – случайная выборка параметров для ускорения процесса.
3. CMA-Sampler (Covariance Matrix Adaptation Evolution Strategy) – эволюционный алгоритм, адаптирующий распределение выборки параметров.
4. NSGAII-Sampler (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II) – многокритериальный генетический алгоритм для оптимизации нескольких целей.
5. TPESampler (Tree-structured Parzen Estimator) – байесовский метод, основанный на аппроксимации распределения вероятностей.

В исследовании использовалась стандартная искусственная нейронная сеть (ANN), которая представляет собой многослойный перцептрон. Она состоит из входного слоя, одного или нескольких скрытых слоев и выходного слоя, где каждый нейрон связан с нейронами следующего слоя. ANN обучается с использованием градиентного спуска и функции потерь, минимизируя разницу между предсказанными и истинными значениями. В качестве графика изменения скорости обучения выбрана линейная зависимость от первого до последнего шага обучения с заранее заданным темпом снижения. В качестве переменных гиперпараметров принимались скорость обучения, количество нейронов в скрытом слое, количество слоев нейронной сети = 3.

Отбор проб методом латинского гиперкуба для моделирования нетрадиционных месторождений проводился с использованием симулятора CMG-GEM (версия 2019). Этот симулятор, разработанный для нетрадиционных месторождений, использует уравнение состояния и учитывает три флюидные фазы. В ходе моделирования была создана база данных, содержащая входные параметры и рассчитанные показатели: объем хранения CO₂ и накопленную добычу нефти. Хранимый объем CO₂ отражает его количество, оставшееся в пласте после закачки, что критически важно для оценки эффективности подземного хранения углерода.

К входным параметрам относятся пористость, проницаемость, толщина, глубина, давление закачивания, площадь залежи, расход закачивания CO₂, относительные фазовые проницаемости по газу и нефти. В результате, для создания обучающей выборки применялось генерирование через варьирование исходных параметров и получения отклика (выхода) программы. Кроссплот сравнения между смоделированными и предсказанными значениями массы хранилища CO₂ представлен на рисунке ниже. Результат представлен на тестовой выборке. Предварительно модель обучалась на тренировочной выборке, а гиперпараметров подбирались на валидационной. Наилучший набор гиперпараметров для обучения искусственной нейронной сети: скорость обучения = 0.176, количество нейронов в скрытом слое = 739, количество слоев нейронной сети = 3.

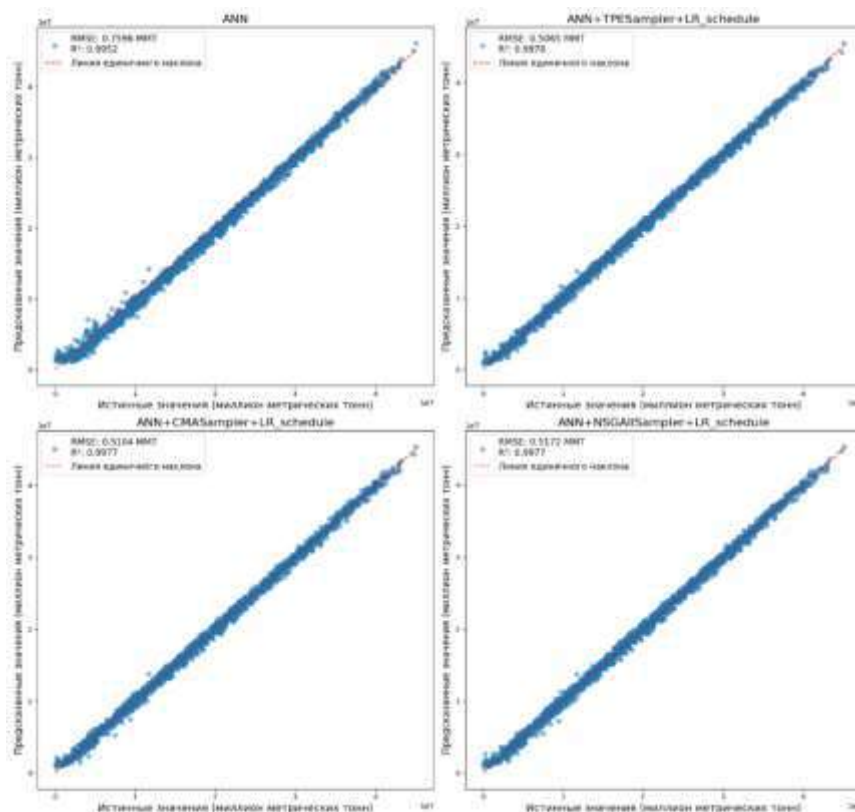


Рис. Кроссплот сравнения между смоделированными и предсказанными значениями массы хранилища CO₂

В данной статье рассмотрены современные методы прогнозирования емкости хранилищ CO₂, которые играют ключевую роль в смягчении последствий изменения климата и повышении нефтеотдачи пластов (ПНП). В итоге была получена лучшая модель с применением байесовский метода TPESampler с применением динамического изменения скорости обучения. Метрика R² составила 0.5065 миллион метрических тонн (ММТ). Данный результат позволяет использовать выделенную модель МО для использования вместо выбранного программного обеспечения, ускоряя расчеты и экономя на покупке лицензии.

Для проведения лучшего исследования необходимо рассмотреть других архитектуры нейронных сетей (сверточные, рекуррентные), модели поверхностного МО (градиентный бустинг, дерево решений, метод опорные векторов) [4]. Провести большую работу с данными и применить другие оптимизаторы, стекинги, ансамбли моделей.

Литература

1. Chen B., Reynolds A.C., 2015. Ensemble-based optimization of the WAG injection process. In: SPE Reservoir Simulation Symposium. <https://doi.org/10.1080/10916466.2014.956897>.
2. Chapter 3 - An overview of deep learning in big data, image, and signal processing in the modern digital age / R.P. França, A.C. Borges Monteiro, R. Arthur, Y. Iano // Trends in deep learning methodologies. Algorithms, applications, and systems / Eds. V. Piuri, S. Raj, A. Genovese, R. Srivastava. – Academic Press. – 2021. – P. 63–87. – DOI: 10.1016/B978-0-12-822226-3.00003-9.
3. Davoodi S., Vo Thanh H., Wood D.A., Mehrad M., Al-Shargabi M., Rukavishnikov V.S. (2024). Machine learning insights to CO₂-EOR and storage simulations through a five-spot pattern – a theoretical study. Expert Systems with Applications, 250, 123944. DOI: 10.1016/j.eswa.2024.123944.
4. Friedman J.H. Greedy Function Approximation: A Gradient Boosting Machine. The Annals of Statistics. – 2001. – Vol. 29. no. 5. – P. 1189-1232. DOI: 10.1214/aos/1013203451
5. Gopal M. Applied Machine Learning. – 1st Edit. – New York: McGraw-Hill Education, 2019. – 623 p. ISBN: 9781260456844

ИНДИКАТИВНАЯ ОЦЕНКА РАСПРОСТРАНЕНИЯ ФРОНТА НАГНЕТАЕМОЙ ВОДЫ
ОТ СКВАЖИН ППД В РАМКАХ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОГРАММЫ ГТМ

Полянский В.А.

Научный руководитель профессор О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Поздние стадии разработки месторождений характеризуются.

Для месторождений на поздних стадиях разработки характерны высокий процент обводненности скважинной продукции и низкое значение пластового давления. Для поддержания уровня добычи необходимо формирование оптимальной программы геолого-технических мероприятий (ГТМ) на скважинах с потенциалом извлечения остаточных запасов нефти. Одним из рисков при оценке эффекта от ГТМ является прорыв фронта нагнетаемой воды (ФНВ) в скважину, что приведет к опережающей обводненности. При этом, наличие большого фонда добывающих и нагнетательных скважин осложняет процесс оперативной оценки риска прорыва ФНВ для каждого отдельно взятого кандидата.

В данной работе будут рассмотрены известные в отрасли методы оценки распространения ФНВ, а также предложен индикативный подход к оценке рисков прорыва ФНВ при проведении ГТМ для месторождений с большим фондом скважин.

Наиболее точным способом оценки распространения ФНВ от скважин ППД является метод гидродинамического моделирования, заключающийся в создании математической модели пласта / объекта разработки. Распределение давления и насыщенности флюидами в каждый момент времени (шаг расчета) вычисляется путем решения системы дифференциальных уравнений методом конечных разностей [2]. Гидродинамическая модель учитывает законы сохранения энергии, массы и импульса, что позволяет с высокой степенью точностью прогнозировать (в зависимости от числа ячеек в сетке модели) параметры разработки и служить инструментом в определении положения ФНВ. Например, в рамках гидродинамической модели есть возможность использования виртуальных индикаторов, которые позволяют получить коэффициенты влияния работы фонда ППД на динамику обводненности добывающих скважин. Верификация метода основана на проведении трассерных исследований и анализа добываемой воды [1]. Однако, гидродинамическое моделирование имеет ряд особенностей, осложняющих его применение в рамках операционного планирования программы ГТМ:

1. В гидродинамической модели изначально заложены неопределённости геологического строения залежи и распределения петрофизических свойств, снижающие качество прогноза.
2. При наличии большого фонда скважин с длительной историей работы для ускорения расчетов необходимо проводить укрупнение сетки модели, что неизбежно ведет к менее точным результатам.
3. Необходимость регулярной адаптации гидродинамической модели под историю работы – комплексная инженерная задача, требующая значительных затрат времени.

Таким образом, для решения задачи по учету распространения ФНВ при подборе кандидатов на ГТМ на активах с большим фондом скважин гидродинамические модели имеют ограниченную возможность использования.

Также в отрасли нашли применение аналитические методы оценки наличия ФНВ. Одним из самых распространенных методов является построение диагностических графиков Чена [4]. Данный подход основан на расчете соотношения дебитов воды и нефти в добывающей скважине – параметра WOR (водонефтяной фактор) – по формуле (1).

$$WOR \text{ (water oil ratio)} = \frac{Q_w}{Q_n} \quad (1)$$

где Q_w и Q_n – дебиты воды и нефти соответственно, м³/сут.

Также рассчитывается производная по времени от водонефтяного фактора. Исходя из трендов графика, можно идентифицировать потенциальный источник повышения обводненности продукции – конус обводненности, достижение ФНВ добывающей скважины, нарушение герметичности колонны (рис. 1).

1. **Конус обводненности.** График Чена в таком случае характеризуется постепенным ростом WOR и производной в момент достижения нижних дыр перфорации. По мере поднятия конуса по перфорированному интервалу, производная WOR по времени стабилизируется и затем падает, пока не будет достигнута максимальная обводненность продукции.

2. **Распространение ФНВ.** При прорыве воды в скважину по высокопроницаемым пропласткам (ФНВ), график WOR и производной резко повышается. По мере обводнения всего интервала перфорации график производной несколько снижается. При максимальной обводненности графики стабилизируются.

3. **Нарушение герметичности колонны / заколонная циркуляция.** При данном сценарии имеет место резкий рост WOR и его производной по времени после относительно длительного времени добычи при фиксированном проценте обводненности.

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

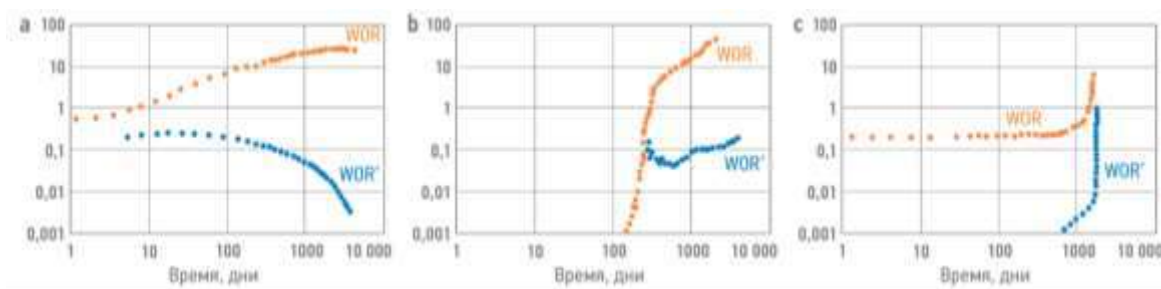


Рис. 1. Примеры графиков метода Чена: а – образование конуса обводненности; б – обводненность из-за распространения зоны ФНВ; с – наличие заколонной циркуляции / нарушение герметичности скважины [1]

Аналитические методы часто комбинируют друг с другом (рис. 2). Например, графики Чена рассчитываются автоматически на основании истории работы скважин с одновременным применением ранговой корреляции Спирмена для оценки зависимости данных [5].

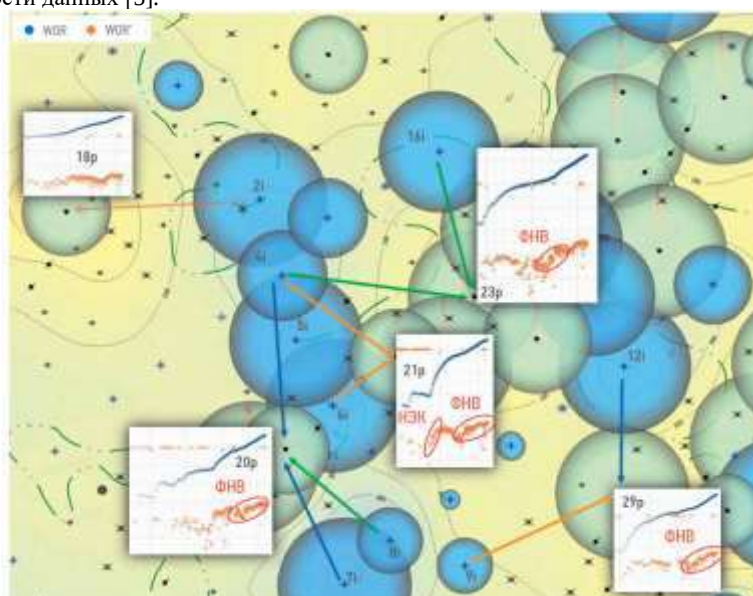


Рис. 2. Пример карты разработки с построенными графиками по методу Чена при комбинированной оценке распространения ФНВ [1]

Однако применение аналитических графиков для задачи подбора ГТМ также имеет свои ограничения. Например, проведение ГРП при высоких значениях обводненности (когда графики Чена могут идентифицировать наличие ФНВ) нецелесообразно. В то же время, в зонах низкой проницаемости трещина ГРП может достигать нескольких сотен метров, и, при планировании ГРП, на основании графиков водонефтяного фактора, ФНВ еще не достиг скважины. Но при создании трещины образуется высокопроницаемый канал, по которому вода сразу начнет дренироваться в скважину. Поэтому необходимо оценивать потенциальные риски прорыва в определенном удалении от скважины.

В рамках данной статьи для формирования программы ГТМ и оценки рисков прорыва ФНВ предлагается следующий подход.

На основании данных МЭР рассчитывается накопленная закачка воды в пласт $V_{\text{накопленной закачки}}$. Далее необходимо оценить площадь распространения фронта воды (2).

$$S_{\text{ФНВ}} = \frac{V_{\text{накопленной закачки}}}{m * h * (S_{o,i} - S_{o,r})} \quad (2)$$

где $S_{\text{ФНВ}}$ – площадь распространения ФНВ в коллекторе, м^2 ; h – средневзвешенная эффективная мощность пласта в области нагнетательной скважины (интегральное значение с карты эффективных толщин), м ; m – среднее значение пористости коллектора в зоне нагнетательной скважины (интегральное значение с карты пористости), д.е.; $S_{o,i}$ и $S_{o,r}$ – начальная и остаточная нефтенасыщенность коллектора.

Особенность предлагаемого метода заключается в адаптации формы распространения ФНВ в зависимости от регионального строения.

При слабом влиянии регионального стресса зона распространения фронта нагнетаемой воды аппроксимируется окружностью с расчетной величиной радиуса ФНВ. В основе модели лежит предположение

о равномерном распространении закачанной воды (в данном случае анизотропией проницаемости по горизонтали было решено пренебречь) (рис. 3).

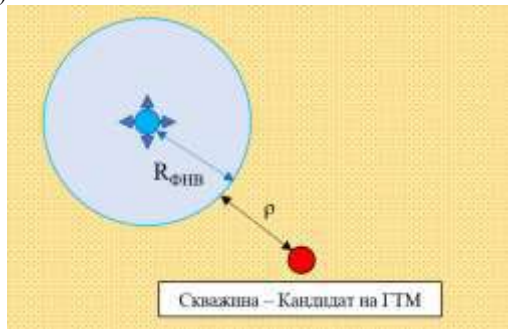


Рис. 3. Модель распространения ФНВ при слабом влиянии регионального стресса

При сильном влиянии регионального стресса зона распространения фронта нагнетаемой воды аппроксимируется эллипсом. Взаимная величина полуосей эллипса определяется интенсивностью стресса на рассматриваемом объекте разработки (устанавливается эмпирическим путем) (рис. 4).

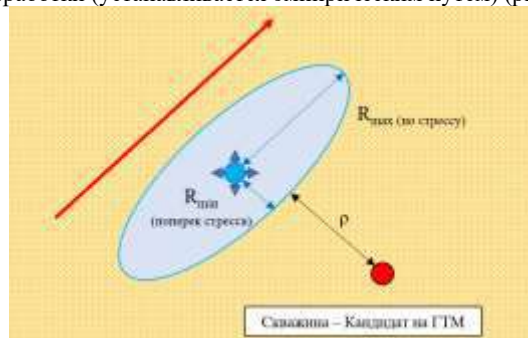


Рис. 4. Модель распространения ФНВ при сильном влиянии регионального стресса. Отношение осей эллипса R_{max} к R_{min} определяется экспертным путем на основании величины стресса

Неравномерность распределения закачки по стволу горизонтальной скважины (ГС) нивелируется тем, что точка распространения фронта устанавливается на расстоянии от пятки ГС $R = 1/3 L$, где L – длина горизонтального ствола. При наличии на нагнетательной скважине трещин многостадийного гидроразрыва пласта – каждая трещина инициализируется в качестве центра распространения локальной зоны ФНВ (при этом, объем закачки для каждого последующего порта снижается на эмпирически заданную величину). Далее рассчитывается расстояние от добывающей скважины – кандидата на ГТМ до точек на контуре ФНВ. Было принято допущение о том, что при расчетном расстоянии до ФНВ = 50 м – скважина не является кандидатом ввиду риска прорыва воды на забой скважины по трещине. В рамках тестирования алгоритма был рассмотрен набор из 20 потенциальных кандидатов на ГРП, которые, согласно экспертному заключению специалистов по подбору ГТМ, имеют риск прорыва ФНВ. При расчете по вышеуказанному алгоритму было установлено, что в 14 из 20 кандидатов риск прорыва ФНВ подтвердился (расстояние было меньше заданного минимального расстояния).

К недостаткам методики можно отнести отсутствие учета интерференции между нагнетательными скважинами, а также коэффициентов взаимовлияния с добывающими скважинами. В качестве одного из возможных путей развития алгоритма рассматривается комплексирование методики расчета с матрицей взаимных продуктивностей для более корректной оценки расположения зоны ФНВ.

Таким образом, были рассмотрены различные методики оценки распространения ФНВ при разработке месторождений. Применение каждого из подходов характеризуется рядом недостатков в рамках планирования программы ГТМ с учетом рисков прорыва ФНВ. В рамках работы был предложен метод индикативной оценки положения ФНВ на основании геологических и промысловых данных, который позволяет выявлять и отсекал скважины, которые с наибольшей вероятностью подвержены опережающей обводненности при проведении ГТМ.

Литература

1. Иващенко Д.С. и др. Injected water allocation analysis method based on virtual tracer modeling // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 2. – С. 38-49.
2. Гидродинамическое моделирование. Подготовка гидродинамической модели в Petrel 2015 и инициализация в tNavigator. – Казань: К(П)ФУ, 2020. – 65 с.
3. Юдин Е.В. и др. Новые подходы к оценке потенциала добычи // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 11. – 5 с.
4. Chan K.S. Water Control Diagnostic Plots // the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 1995. – P. 755–763. <http://doi.org/10.2118/30775-MS>
5. Sara Alabri, Hamid Chafram, Munther AlKalbani. A Method to Correlate Interactions Between Injectors and Producers // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE. – 2020. – 16 с. <http://doi.org/10.2118/203469-MS>

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

СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ОПЕРАТИВНОМУ ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПРИЧИН СНИЖЕНИЯ ДЕБИТА НЕФТИ

Популова Т.П.

*Тюменский нефтяной научный центр, г. Тюмень
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Процесс определения причин снижения дебита нефти – это рутинная задача инженера-разработчика, которая направлена на выделение потенциально возвратных и невозвратных потерь дебита нефти, получаемых при эксплуатации добывающих скважин. Впоследствии формируется программа геолого-технических мероприятий (ГТМ) для возврата полученных потерь. Потенциально возвратные потери – это потери, которые при своевременном проведении соответствующих мероприятий с применением существующих технологий и методов теоретически можно предотвратить или устранить. Невозвратные потери – потери, которые невозможно предотвратить с помощью существующих технологий и методов. В рамках мониторинга разработки месторождения X работа по определению причин потерь дебита нефти выполняется на ежемесячной основе. В частности, ручной геолого-промысловый анализ по потерям за 2024 год показал, что 32 % суммарных потерь по дебиту нефти (т/сут), приходящиеся на 37% скважин с потерями, являются потенциально возвратными. Полученная доля потенциально возвратных потерь свидетельствует о важности выполняемой задачи. Ручной анализ по определению причин снижения дебита нефти имеет ряд недостатков и ограничений: зависимость результата от компетенций и опыта специалиста, значительные трудозатраты при работе с большим объемом данных, необходимость постоянного мониторинга и анализа с целью минимизации потерь. Данные факторы обуславливают целесообразность автоматизации процесса с сохранением качества результата [1].

В ходе работы, описанной в статье [2] были определены причины потерь дебита нефти за счет роста обводненности и классифицированы в зависимости от перспектив возврата потерь. Помимо потерь по обводненности, важной задачей является анализ причин потерь дебита нефти за счет снижения жидкости:

1. Рост забойного давления (в результате неоптимальной работы электроцентробежного насоса (ЭЦН) или роста устьевое давления) – потенциально возвратные потери.
2. Снижение пластового давления (недостаточная компенсация отборов, интерференция) – потенциально возвратные потери.
3. Снижение коэффициента продуктивности (кольматация призабойной зоны пласта (ПЗП) после остановки скважины, постепенная кольматация ПЗП при эксплуатации скважины, неуспешный ГТМ, рост газового фактора) – потенциально возвратные потери.
4. Неустановившийся режим – невозвратные потери.

Определение причин потерь дебита нефти как за счет роста обводненности, так и снижения жидкости при ручном анализе осуществляется на основе анализа технологических показателей работы скважины, диагностических графиков, геолого-промысловых исследований и т. д [3, 4]. Для автоматизации данного процесса разработан авторский алгоритм, включающий следующие этапы (табл. 1):

1. Ранжирование причин потерь дебита нефти в зависимости от трудоемкости диагностирования;
2. Определение геолого-промысловых данных, требуемых для анализа;
3. Определение, либо разработка способа диагностирования для каждой из этих причин.

Таблица

Ранжирование причин потерь дебита нефти с описанием их диагностирования

№ п/п	Фактор потерь	Причина	Дополнительные данные для анализа*	Диагностирование причины
1	Жидкость	Рост забойного давления	Давление на устье, линейное давление, давление на приеме насоса, динамический уровень	Анализ давлений и закачки
2		Снижение пластового давления	Пластовое давление	Анализ динамики пластового давления и дебита жидкости
3		Снижение коэффициента продуктивности	Пластовое давление, ГТМ, остановки	Анализ динамики пластового давления, дебита жидкости, остановок скважины, ремонтов и ГТМ
4	Обводненность	Технические причины	Давление на приеме (Рпр), Динамический уровень (Ндин)	Резкое повышение водонефтяного фактора (ВНФ) и его производной после длительного периода стабильной работы скважины при росте Ндин (Рпр)
5		Прорыв по высокопроницаемым каналам/выше- и нижележащих горизонтов	Наличие автоГРП, неоднородность по проницаемости	Анализ предпосылок к получению прорывов, диагностика ВНФ и ее производной
6		Подтягивание конуса/гребня/контура	Расстояние до ВНК, внешнего контура	Плавный незначительный рост ВНФ и резкое снижение его производной после длительного периода стабильной работы скважины.

№ п/п	Фактор потерь	Причина	Дополнительные данные для анализа*	Диагностирование причины
8		Влияние ППД	Расстояние до ППД, наличие авто-ГРП, пластовое давление, забойное давление	Анализ предпосылок к получению прорывов от ППД. Повышение ВНФ и его производной. Анализ взаимовлияния скважин
9		Интерференция	ГТМ, динамика Рзаб, частота насоса	Мониторинг влияния изменения режимов соседних скважин (ГТМ, смена режима УПР, остановка).
10		Естественная выработка запасов		Плавное снижение дебита нефти, увеличение обводненности, анализ ВНФ и производной.
12		Причина неясна / некорректные замеры	Частота, Забойное давление, Пластовое давление	Резкий рост обводнённости без предпосылок (шумы)

*Примечание: суточные данные по добыче жидкости, суточные данные по добыче нефти, суточные данные по обводнённости, суточные данные по закачке – это данные, используемые для анализа всех причин потерь дебита нефти.

Для создания более гибкой системы используются как стандартные методы, основывающиеся на сравнении текущих значений с предыдущими (факторный анализ потерь), так и графоаналитические методы, основанные на анализе специальных диагностических графиков. Данный подход позволяет более точно выявить закономерности и взаимосвязи.

Алгоритмизация включает в себя создание файлов по нагнетательным и добывающим скважинам со следующей информацией:

1. Суточные данные по добывающим и нагнетательным скважинам по закачке, дебиту нефти, дебиту жидкости, динамическому уровню, затрубному давлению, буферному давлению, линейному давлению, давлению на приеме насоса, забойному давлению, частоты насоса.

2. Координаты входа в пласт и забоя скважин.

3. Месячные данные по накопленной добыче и накопленной закачке.

4. Плотность нефти на поверхности.

5. Данные по ГТМ: дата ГТМ, пласт, вид ремонта и вид ГТМ.

Для определения списка добывающих скважин с потерями дебита нефти применяется факторный анализ, на основе которого выделяются потери дебита нефти из-за снижения жидкости (1) и изменение дебита нефти за счёт роста обводнённости (2).

$$\Delta Q_{nQ_{ж}} = \rho_n * (Q_{ж}^i - Q_{ж}^0) * \left(1 - \frac{W^i + W^0}{2}\right) = (Q_{ж}^i - Q_{ж}^0) * \left(\frac{Q_n^i}{Q_{ж}^i} + \frac{Q_n^0}{Q_{ж}^0}\right) * \frac{1}{2}, \quad (1)$$

$$\Delta Q_{nW} = -\rho_n * \frac{Q_{ж}^i + Q_{ж}^0}{2} * (W^i - W^0) = (Q_{ж}^i + Q_{ж}^0) * \left(\frac{Q_n^i}{Q_{ж}^i} - \frac{Q_n^0}{Q_{ж}^0}\right) * \frac{1}{2}, \quad (2)$$

где $(^i)$ – параметр на конец анализируемого периода; $(^0)$ – параметр на начало анализируемого периода; Q_n – дебит нефти, т/сут; $Q_{ж}$ – дебит жидкости, м³/сут; W – обводненность, %; ρ_n – плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³.

Для каждой скважины с потерями формируется набор данных для анализа причины снижения дебита нефти. В результате, на основе анализа режима работы скважины, динамики её добычи, проведённых мероприятий и режима работы соседних добывающих и нагнетательных скважин, автоматически определяются причины потерь дебита нефти, используя аналитические и графоаналитические методы. Алгоритмизация процесса на текущей стадии реализации инструмента позволила выявить снижение дебита нефти в результате негерметичности эксплуатационной колонны (НЭК) (технические причины) за первые три месяца. Алгоритм основан на поиске скважин, в которых произошло увеличение давления на приёме с последующим ростом дебита жидкости и снижение дебита нефти. Так за последние три месяца программа на одном пласте определила 6 скважин с НЭК, из которых только половина была остановлена для ликвидации НЭК.

Таким образом, успешное начало алгоритмизации процесса демонстрируют высокую эффективность в выявлении причин потерь дебита нефти. Успешное обнаружение 6 скважин с НЭК за три месяца, несмотря на ограниченный охват, подчеркивает потенциал системы в автоматическом мониторинге и прогнозировании. Дальнейшее развитие алгоритма с интеграцией дополнительных данных и улучшением интерпретации результатов позволит повысить его адаптивность, снизить вероятность ошибок и обеспечить более комплексный подход к управлению добычей.

Литература

1. Al-Khameis M.A., Al-Mutairi N. Automation in Oil and Gas: Challenges and Opportunities. // Journal of Petroleum Technology. – 2015. – № 67(4). – P. 45-52.

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

2. Популова Т.П. Выявление причин снижения дебита нефти за счёт роста обводненности на зрелом месторождении // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – Вып. 6 (152). – С. 42-58.
3. Федоров К.М., Печёрин Т.Н. Сравнительная эффективность методик диагностики причин обводнения продукции // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 4. – С. 49-57.
4. Часовских О.А., Прохоров Е.И., Моторова К.А. Сравнение графоаналитических методов определения причин избыточного обводнения продукции нефтяных скважин // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22. – № 2. – С. 33-48.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОГРАММЫ ЗАКАЧКИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Путинцев И.В.

Научный руководитель В.В. Классен

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема интенсификации добычи нефти и газа и повышения коэффициента извлечения углеводородов является ключевой для любого проекта разработки месторождения. Одним из эффективных решений увеличения нефтегазоотдачи пластов является гидравлический разрыв пласта (ГРП), вовлекающий в промышленную разработку низкопроницаемые пласты по всему миру, благодаря многостадийному ГРП в горизонтальных скважинах. Успешность ГРП в условиях низкопроницаемого коллектора зависит как от количества стадий на горизонтальной скважине, так и от типа и качества жидкости разрыва и проппанта.

В качестве жидкости разрыва применяют составы на водной и углеводородной основе. Жидкости на основе воды сегодня являются наиболее эффективными. Применяются три типа жидкостей разрыва на водной основе: линейный гель, сшитый гуаровый гель, раствор с полиакриламидом (ПАА) – «slickwater». Типичным загустителем гелей является природный гуар или его модификация – гидроксипропил гуар (ГПГ) [2]. Линейным гелем называют раствор на водной основе с добавлением загустителя без сшивания. Такие системы характеризуются средними значениями вязкости (до 50 сПз) и допустимых концентраций проппанта. Из линейных гелей иногда получают пенные растворы, которые позволяют значительно уменьшить количество необходимой жидкости за счет уменьшения плотности системы нагнетанием газов (N_2 , CO_2), могут успешно применяться в случаях пластов с низким пластовым давлением, однако в них концентрации проппанта (до 300 кг/м³), вязкость ограничены, что ухудшает развитие и закрепление трещины. Сшитый гель ГРП – это водный раствор загустителя (ГПГ) с добавлением сшивателя (обычно растворы боратов), связывающего высокомолекулярные частицы гуара между собой, который образует очень вязкие (до 1000 сПз) гелевые системы. Сшитый гель является стандартным для классического ГРП на различных породах и формирует широкие трещины с плотным заполнением их проппантом, благодаря высоким допустимым концентрациям проппанта в геле (более 1500 кг/м³) [6].

Традиционные гуаровые гели, как показала практика, оказались недостаточно результативны при осуществлении ГРП на низкопроницаемых (сланцевых) месторождениях из-за ограничений переноса проппанта вглубь длинных трещин [9]. Решением оказались водные растворы с ПАА, являющимся отличным понизителем трения при малых концентрациях (т.н. «slickwater» – «скользящая вода»). Низкие вязкость и потери на трение позволяют закачивать жидкость с максимальными расходами (10–20 м³/мин) в большом объеме вглубь трещины ГРП с меньшим устьевым давлением. Уменьшение вязкости жидкости разрыва позволяет увеличить полудлину трещины ГРП, создать в пласте разветвленную систему трещин, сильно увеличивающую дренируемый скважиной объем коллектора. Заполнение длинных узких трещин низкопроницаемых коллекторов следует производить проппантом мелкого размера (40/70 и 100 меш) [1]. Низкая вязкость раствора при переносе проппанта частично компенсируется большими расходами и «кластерной» технологией закачки – чередованием закачки песконосителя и чистого раствора ПАА [10]. Применяемые для slickwater (с вязкостью около 1–7 сПз и понижением трения на 60–70 %) концентрации ПАА, в среднем, составляют 0,2–2 кг/м³, а концентрация проппанта для них для них обычно не превышает 120 кг/м³. Высоковязкие понизители трения на основе ПАА образуют т.н. синтетические гели, которые при малых концентрациях имеют низкую вязкость и высокий эффект снижения трения, а при увеличении загрузки образуют как линейный (вязкость 10 сПз при концентрации загустителя 0,1 кг/м³ и 40 сПз при 0,5 кг/м³ [3,5]) так и сшитый гель, сопоставимый с гелем на ГПГ с переносом крупного проппанта в больших концентрациях (800 кг/м³), что было доказано опытно-промышленными работами на традиционных коллекторах [9].

На основе анализа литературы была подготовлена схема оптимального выбора дизайна ГРП (рис. 1). Применение маловязких жидкостей разрыва с ПАА, помимо увеличения длины трещины и развития естественной трещиноватости пласта, позволяет преодолеть ряд практических трудностей операций ГРП: низкие пластовые давления, ограничения по давлению обвязки скважины и агрегатов флота ГРП, уменьшения устьевого давления, риск прорыва трещины к соседним водонасыщенным горизонтам и коьматации пор коллектора гуаром [4, 7]. Минусом низковязких жидкостей разрыва являются ограничения по переносу проппанта, снижающие проводимость трещины. На основании существующих технологий предложена рекомендательная матрица эффективности мероприятий ГРП в различных геологических условиях (рис. 2). Данная матрица имеет практическую направленность и может быть использована при подборе программы закачки ГРП. Комплексный анализ закономерностей роста трещины и влияния на продуктивность горизонтальных скважин приводит к следующим базовым рекомендациям по дизайну ГРП: для пластов с проницаемостью порядка 2 мД и выше следует использовать линейный гель разрыва и сшитый гель песконоситель с использованием проппанта от 20/40 до 16/20. В пластах с крайне низкой проницаемостью (около 1 мД) для увеличения длины трещины оптимальным будет использование slickwater с большой загрузкой ПАА

или синтетических гелей малой загрузки высоковязкими понизителями трения и проппантом 40/70 с дальнейшим закреплением трещины в конце операции вязким гелем и увеличенным проппантом (до 20/40). Для коллекторов с предельно низкой проницаемостью (менее 0,1 мД) процесс разрыва пласта следует производить с технологией slickwater наименьшей вязкости (единицы сПз) на больших расходах (около 15 м³/мин) с последующим ступенчатым повышением количества проппанта (от 30 до 120 кг/м³) и его размера (со 100 mesh до 40/70) и кластерной технологией закачки с возможностью в дальнейшем увеличить вязкость песконосителя (до десятков сПз) с переходом на проппант 40/70 и 30/50 соответственно. Эффективное осуществление названных программ закачки возможно осуществить с применением высоковязких понизителей трения на основе ПАА в различных концентрациях, легко регулируемых на устье в ходе осуществления обработки, благодаря высокой скорости гидратации компонентов. При приготовлении жидкостей ГРП на основе ПАА следует уделить внимание минерализации водной основы геля, так как и понижение трения, и вязкие свойства геля ухудшаются с увеличением содержания солей, что делает необходимым большую загрузку понизителей трения. Так, например, вязкость синтетического геля в присутствии Na⁺, Ca²⁺ и Fe³⁺ содержанием 100 мг/л оказалась соответственно на 11, 20 и 46 % ниже, чем у геля на основе дистиллированной воды [8].

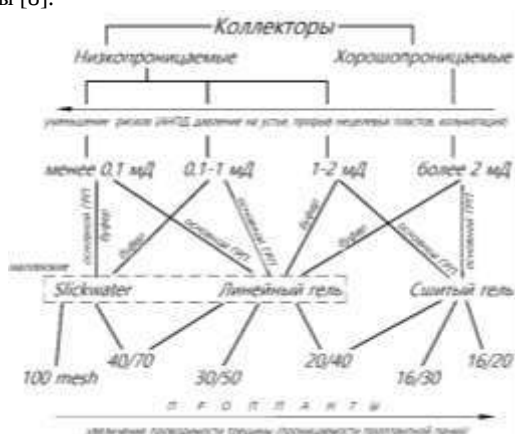


Рис. 1. Схема выбора жидкостей разрыва и проппанта

	Сверхнизко-проницаемый коллектор: < 0,1 мД	Низко-проницаемый коллектор: = 1 мД	Высоко-проницаемый коллектор: = 1 Д
Slickwater	Рекомендуется	Рекомендуется	Не рекомендуется
Лимонный гель	Рекомендуется	Рекомендуется	Не рекомендуется
Силикатный гель	Не рекомендуется	Рекомендуется	Рекомендуется
Пенные системы (N ₂ & CO ₂)	Не рекомендуется	Рекомендуется	Рекомендуется
Углекислотные системы	Не рекомендуется	Рекомендуется	Рекомендуется
Крупный керамический проппант	Не рекомендуется	Рекомендуется	Рекомендуется
Обычные проппанты	Рекомендуется	Рекомендуется	Рекомендуется
Крупный песок	Рекомендуется	Рекомендуется	Рекомендуется
"Кластерный" ГРП	Рекомендуется	Рекомендуется	Рекомендуется
Гибридный ГРП	Рекомендуется	Рекомендуется	Рекомендуется

Рекомендуется
Могут использоваться
Не рекомендуется

Рис. 2. Сравнение оптимальных дизайнов ГРП коллекторов разных проницаемостей

Таким образом, маловязкие жидкости разрыва, успешно применяемые на различных месторождениях, являются ключом к вовлечению низкопроницаемых терригенных и карбонатных коллекторов в промышленную разработку. Малая загрузка химии в жидкости slickwater предотвращает поровое пространство коллектора от коагуляции, повышает остаточную проводимость проппантной пачки, а применяемые вещества с ПАА являются достаточно универсальными и позволяют изменять свойства жидкостей разрыва в широком диапазоне, что дает возможность их использования для пород разных фильтрационно-емкостных и геомеханических свойств как в традиционных, так и в нетрадиционных коллекторах Западной и Восточной Сибири.

Применимость маловязких систем ГРП в условиях различных геолого-технических осложнений является отдельной актуальной проблемой стимулирования низкопроницаемых коллекторов и будет рассмотрена подробнее в дальнейших работах. Рекомендуется использовать сформированные схему и матрицу при подборе рецептуры программы закачки ГРП, с учетом технологических возможностей флота ГРП, технических составляющих скважины, подземного и наземного оборудования при определенных геолого-физических условиях залежи.

Литература

1. Belyadi H., Fathi E., Belyadi F. Hydraulic fracturing in unconventional reservoirs: theories, operations, and economic analysis. – Gulf Professional Publishing, 2019.
2. Economides M. J. et al. Reservoir stimulation. – Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1989. – Т. 2. – С. 6-10.
3. Rahimi R., Dehaghani A.H.S. An experimental study on the viscosity of SPAM solutions with a new correlation predicting the apparent viscosity of sulfonated polyacrylamides // Petroleum. – 2021. – Т. 7. – № 1. – С. 64-69.
4. Sadykov A. M. et al. The influence of various hydraulic fracturing fluids on the residual conductivity of the proppant pack and the filtration properties of low-permeability reservoirs (Russian) // Neftyanoe khozyaystvo-Oil Industry. – 2023. – Т. 2023. – № 07. – С. 52-57.
5. Xu H. et al. The enhancement of performance and imbibition effect of slickwater-based fracturing fluid by using MoS₂ nanosheets // Petroleum Science. – 2023. – Т. 20. – № 4. – С. 2187-2201.
6. Казаков Е.Г. и др. Оптимизация технологий многостадийного гидроразрыва пласта в коллекторах с близким расположением газонефтяного и водонефтяного контактов и наличием слабовыраженных барьеров с низким контрастом напряжений // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – № 3. – С. 73-77.
7. Садыков А.М. и др. Опыт и перспективы применения низковязких жидкостей при гидроразрыве пласта в зонах с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами и близким водо-нефтяным контактом // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 7. – С. 72-77.
8. Чураков А.В. и др. Безугаровые синтетические гели ГРП–успешная концепция выбора // Режим быстрого доступа: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedingsabstract/20RPTC/3-20RPTC/D033S010R005/450136>. – 2020.
9. Чураков А.В. и др. Синтетические жидкости гидроразрыва пласта как альтернатива реагентам на основе гуара // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 11. – С. 132-134.

ОБЗОР ЗАКОЛОННЫХ ПАКЕРОВ РАЗЛИЧНЫХ КОНСТРУКЦИЙ

Туктаров В.Ф., Турыбрин П.С.

Научный руководитель доцент И.В. Захаров

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Согласно, статистики за 2019–2023 гг. наблюдается рост производственных мощностей на предприятиях ПАО «Газпром» [2]. Для стабильной добычи и эффективной выработке запасов требуется подобрать советующий комплекс подземного оборудования (КПО), где заколонные пакера играют одну из ключевых ролей. Их применяют при освоении скважины, изоляции горизонтов и ремонтных работ. Большинство пакеров функционируют в высоких термобарических показателях (до 200°C и 70 МПа). Такие условия требуют надежной и эффективной конструкции пакеров.

Существуют несколько основных типов пакеров: гидромеханические, гидравлические и набухающие. Принцип работы у всех разный:

Для механических – активация происходит за счет механического воздействия (осевой нагрузки, сжатия, растяжения или вращения колонны труб).

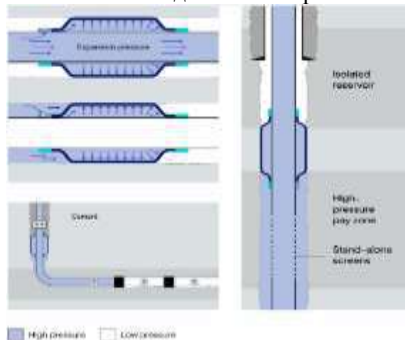
Для гидравлических – активация происходит за счет избыточного давления в колонне труб.

Для гидромеханических – первоначальная активация за счет избыточного давления, окончательная фиксация за счет механического воздействия.

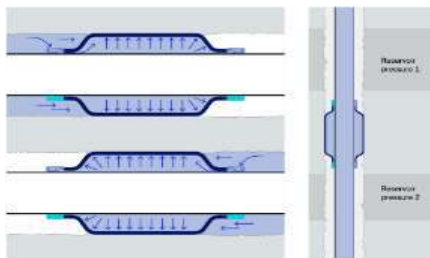
Для набухающих – активация за счет увеличения расширяющегося элемента при контакте с пластовой жидкостью.

На сегодняшний день существует ряд производителей, которые представляют услуги по производству заколонных пакеров на территории РФ (ООО «НКМЗ-Групп», ООО «ТТДН», ООО Завод «РИВЭЛЛ», ООО «Пф «Пакер тулз», ГК «БУРАН» ООО НПП «СибБурМаш» и др.). Пакера от российских производителей представляют различные типы пакеров с различными техническими параметрами (максимальный перепад давлений вирируется от 50 до 100 МПа, предельная рабочая температура от 100 до 200 °С, диапазон применения в обсадных колоннах от 89 до 178 мм), что позволяет нефтегазовым компаниям подобрать оптимальный заколонный пакер для различных условий. Все вышеперечисленные пакеры имеют уплотняющий элемент (манжету) из резины. Но также существуют малоизвестные пакера с уплотняющим элементом из металла.

К примеру, компания «Schlumberger» имеет в своем портфолио пакер «AZIP» («Annular zonal isolation packer 1-0 and 0-1», «Annular zonal isolation packer 1-1») (рис. 1, 2). В основном данные пакера предназначены для предотвращения межколонных перетоков или перетоков между колонной и открытым стволом. В качестве материала, который расширяется используется запатентованный материал – сталь «Saltel Xpandable». Компания предлагает использовать данный пакер в скважинах с нестандартной и неровной формой [3].



а



б



Рис. 1. Пример пакера в скважине

Рис. 2. Общий вид пакера

**а) Пакер «Annular zonal isolation packer 1-0 and 0-1»;
б) Пакер «Annular zonal isolation packer 1-1»**

**а) Пакер «Annular zonal isolation packer 1-0 and 0-1»;
б) Пакер «Annular zonal isolation packer 1-1»**

Процесс активации данных пакера происходит по принципу гидравлического пакера. Для более надежного удержания пакер может быть зацементирован в нижней части обсадной колонны, после чего вся верхняя часть колонны находится под давлением.

Давление для расширения уплотняющего элемента может быть создаваться двумя способами:

Нижний конец колонны герметизируется пробкой, после чего вся верхняя часть колонны находится под давлением;

Порт расширения изолируется с помощью чашечного инструмента или полированного приемного отверстия с внутренней колонной.

Технические параметры варьируются в следующих пределах: давление до 103 МПа, а предельная температура до 160°C. Металлический расширяемый заколонный пакер «AZIP» от «Schlumberger» представляет собой современное решение для эффективной изоляции зон в скважинах с различными условиями, обеспечивая надежную герметизацию и долговременную эксплуатацию.

В России также велись разработки пакеров с аналогичной технологией. Примером отечественных достижений в этой области являются пакеры «AVRORA 592» и «AVRORA 542», производимые компанией НПК БО ГК «Аврора» (рис. 3). Эти пакеры, как и их зарубежные аналоги, используют принцип расширения металлического элемента для создания надежной изоляции в скважине [1] (рис. 4).



Рис. 3. Пакер заколонный металлокордовый «AVRORA592/542»

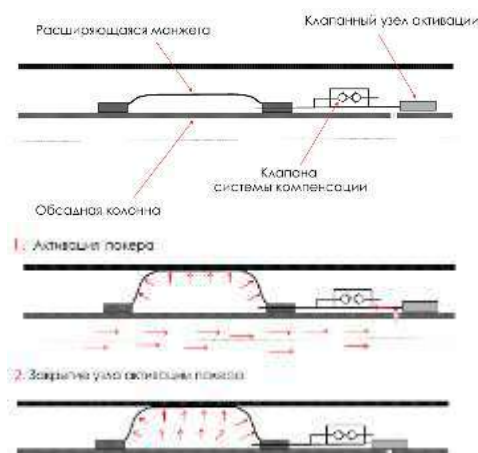


Рис. 4. Схема установки пакеров заколонных с металлическим рукавом

Технические характеристики пакеров варьируются в зависимости от модели, позволяя использовать их с различными диаметрами обсадных колонн. Они способны выдерживать максимальное давление до 60 МПа, рабочая температура до 150°C, диапазон применения в обсадных колоннах от 146 до 426 мм, способ активации пакера за счет избыточного давления внутри обсадной колонны (гидравлически). Средний срок службы данного пакера составляет не менее 25 лет.

В заключение можно отметить, что на сегодняшний день российские предприятия обеспечивают нефтегазовые компании различными видами пакеров, обширный список и широкий диапазон технических параметров позволяют компаниям выбрать необходимое им оборудование.

Дальнейшее развитие технологий производства пакеров, особенно с использованием металлических расширяющихся элементов, открывает новые возможности для повышения эффективности добычи, снижения рисков и увеличения срока безаварийной эксплуатации скважин. Что, в свою очередь, способствует более рациональному использованию природных ресурсов и повышению экономической эффективности нефтегазодобывающей отрасли в целом.

Литература

1. Официальный сайт ГК «Аврора»: каталог пакеров с металлическим уплотнением [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://gk-avrora.ru/category/packer-metal/>.
2. Официальный сайт ПАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/about/production/extraction/>.
3. Официальный сайт «Schlumberger» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/completions/well-completions/packers/annular-zonal-isolation-packers>.

**ГИДРОДИНАМИКА И ФАЗОВЫЕ ПРОЦЕССЫ В ТРУБОПРОВОДАХ
С ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТЬЮ В УСЛОВИЯХ ПЕРЕЗАПУСКА**

Фай Д.

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. Перекачка природного сырья по трубопроводам связана с особенностями пространственных изменений в динамической и диффузионной структурах, как правило, неньютоновских гомогенных и гетерогенных вязких смесей, осложненных переменностью морфологических и теплофизических свойств при ламинарных и турбулентных режимах течений. В таких условиях корректный прогноз потерь давления при транспортировке рабочего тела в устойчивом и нестабильном фазовом состоянии смеси крайне важен для оптимизации доступной мощности, определения безаварийных условий в режимах перезапуска и останова технологического оборудования. В настоящем исследовании поставлена цель: - критически проанализировать эффекты, сопровождающие режимы перезапуска; - оценить достижения в моделировании гидродинамики и теплообмена неньютоновских жидкостей; - сформулировать надежную гидродинамическую модель прогноза динамики отложений парафина и выноса водогазогелеобразных дисперсных фракций при перезапуске трубопровода. Результаты подобных исследований актуальны в фундаментальном и прикладном отношениях, т.к. обеспечивают прогресс в выдаче рациональных рекомендаций инженерам-нефтяникам в стратегию управления процессом кристаллизации и осаждения парафина в условиях двухфазного неизоэнтальпического течения нефти в горизонтальных трубопроводах.

Введение. Хорошо известно [1–3], что обеспечение безаварийности транспортировки сложных по составу, структуре и морфологии углеводородных гетерогенных смесей требует экстремальных оценок их динамического воздействия на стенки элементов трубопроводных сетей. Подобную информацию о состоянии функционирования трубопровода (ТП) и его энергонапряженных элементов можно получить только в рамках инженерных методик, способных корректно предсказывать распределение локальных и интегральных, гидромеханических и термодинамических параметров течения и тепломассопереноса в системе «трубопровод – рабочее тело (смесь) – внешняя среда», обусловленных режимами останова и пуска трубопровода. Такие методики специфичны, т.к. вынуждены включать а posteriori информацию о частных и специальных эффектах, сопровождающих течение гетерогенных и гомогенных вязких сред в трубопроводе. При этом схема расчета характеристик потока выполняется с многочисленными физическими допущениями [1, 4]. Методологию анализа указанных течений следует признать разумной, если результаты не противоречивы в качественном и количественном отношениях в сравнении с данными *in situ*. Суть которых в том, что в определенных условиях транспортировки природного сырья такая теория может быть успешной, если замыкания неизвестных эмпирических членов, характеризующих межфазные взаимодействия в уравнениях законов сохранений, будут корректны [3, 5, 6]. Фундаментальным принципом для определения степени достоверности выбранного метода служит единственный критерий – подтверждение соответствия результатов расчета эксперименту. Проблемы и детали численного моделирования, а также расчета гомогенных/гетерогенных смесей по указанной методологии, ее современные успехи при анализе ламинарно-турбулентных неизоэнтальпических течений реологически сложных потоков можно найти, в частности, в [1, 3, 7]. Все это ценно при формулировке полных математических моделей описания гидродинамики и тепломассопереноса в условиях: - существенной неизоэнтальпичности в углеводородных смесях с асфальтосмоловыми и парафинистыми отложениями в режимах перезапуска; - накопления информации о роли понижения рабочих температур при кристаллизации парафинов и переходах нефти в гелеобразное состояние; - анализе эффектов влияния парафиновой нефти на термическое сжатие, образование газовых пузырей, повышающих сжимаемость смеси. Для уяснения физических допущений, в рамках которых можно ожидать корректной численной оценки безаварийной транспортировки сырья при перезапуске, следует привести опорные формулировки математической модели. В частности, в настоящей работе для исследования гидродинамики реологически сложного внутреннего течения привлекается модель сжимаемого вязкопластичного флюида, согласно [1–3]:

$$\left\{ \begin{array}{ll} \boldsymbol{\tau} = 2\mu(\dot{\gamma}) \cdot \boldsymbol{S} + \left(\left(\xi - \frac{2}{3}\mu \right) (\nabla \cdot \boldsymbol{U}) \right) \boldsymbol{I} + \frac{\boldsymbol{S}}{\|\boldsymbol{S}\|} \cdot \tau_y, & \text{если } \|\boldsymbol{\tau}\| > \tau_y \\ \boldsymbol{S} = 0. & \text{если } \|\boldsymbol{\tau}\| \leq \tau_y \end{array} \right. \quad (1)$$

Здесь τ_y – пороговое напряжение сдвига, ξ – объемная вязкость, $\boldsymbol{I}$ – единичный тензор, $\boldsymbol{S} = \frac{1}{2}(\nabla \boldsymbol{U} + (\nabla \boldsymbol{U})^T)$ – тензор скоростей деформаций, $\dot{\gamma}$ – динамическое напряжение деформация $\dot{\gamma} = 2\|\boldsymbol{S}\|$. Ниже представлены отдельные результаты численного моделирования процесса функционирования трубопровода в режиме перезапуска. Принято, что движение границы (фронта раздела сред) осуществляется в рамках подхода [3, 7, 8], в котором учитывается распределение фаз по пространству трубопровода во временном интервале Ω , а в изменении тепло- и реофизических свойств смеси присутствуют значения соответствующей объемной доли. Заметим, что данные положения характерны для исследования дисперсных внутренних потоков (см. детали формулировки задачи и суть численного интегрирования определяющих уравнений гидродинамики и теплообмена, например, в [1–3, 7, 8]).

Результаты и их анализ. Представленные ниже отдельные результаты численного расчета характеризуют режим вытеснения покоящегося природного сырья (сырая нефть с ньютоновской реологией после останова трубопровода) – флюид 1, сырой нефтью с близкими теплофизическими свойствами и аналогичной (ньютоновской) реологией – флюид 2. В частности, рис. 1 иллюстрирует картину изменения средней объемной доли с течением времени. Форма поверхности раздела подчеркивает проникновение флюида 1 в флюид 2, что характерно для явления вязкой диссипации, когда отношение вязкостей $N_\mu < 1$. На рис. 2 представлены сведения об эволюции профиля осевой скорости на выходе из трубопровода с течением времени. Видно, что в момент времени $t = 50$ с флюид 1 достигает

выхода из трубопровода, в центре трубопровода наблюдается повышенная инерционность, обусловленная конвективно-диффузионными процессами в транспортируемом веществе, из-за разницы в значениях вязкости поступающего флюида. Затем этот эффект переходит в условия перераспределения массы вещества («радиальных перетечек» по пространству). Такое распределение профиля скорости характерно для многослойного потока.

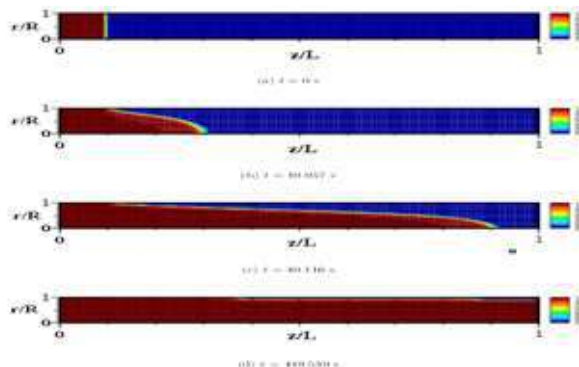


Рис. 1. Эволюция во времени средней объемной доли течения двух ньютоновских флюидов при $N_\mu = 0,5$, согласно [8]

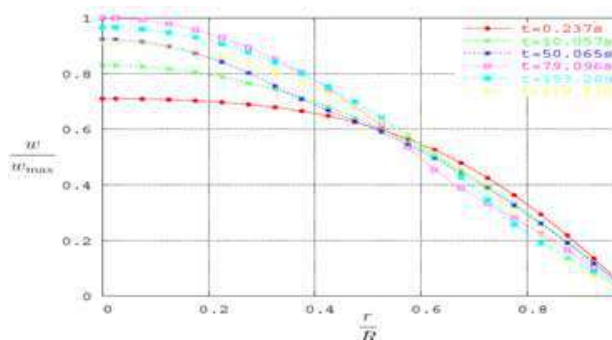


Рис. 2. Радиальное распределение безразмерной осевой скорости потока от времени в выходном сечении согласно [8]

Выводы. Результаты настоящего исследования показывают: - достижения современных методологий по прогнозу экстремальных динамических нагрузок; - необходимость установления корректных количественных оценок потерь давления и выработки эффективных стратегий предотвращения катастроф. Установлено, что гидродинамика потока весьма чувствительна к изменению морфологии. Например, при движении в осесимметричной трубе вязкопластичного флюида, реологические параметры которого термозависимы (особенно, вязкость и пороговое напряжение), при изменении температурного поля в аксиальном направлении течения наблюдается относительно слабый сдвиг первоначально покоящегося флюида. Определено, что перезапуск ТП в условиях двумерного течения и теплообмена вязкого потока типа «флюид 1 - флюид 2» демонстрирует особенности движения, характерные для течения двух вязкопластичных флюидов, при котором существует протяженная область неподвижного флюида в пристеночной зоне ТП. Наконец, данные численного моделирования приводят к следующим выводам.

1. Представленная модель процесса перезапуска трубопровода вполне успешна при анализе сценариев вытеснения слабосжимаемых и высоко неизотермических неньютоновских углеводородных потоков.
2. Перезапуск ТП в режимах течения, отвечающих процессу вытеснения ньютоновского флюида из состояния покоя (подобным флюидом с иной вязкостью) указывает на особенности, связанные с расположением подвижных областей (сдвиговых) и недеформируемых зон.

Литература

1. Kharlamov S.N., Janghorbani M., Zaikovskiy V.V. Transport of cuttings by drilling fluid in horizontal wells. Part 1. Modeling the structure of dispersed flows // Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. – 2023. – V. 334. – № 10. – P. 34-48.
2. Kharlamov S.N., Janghorbani M., Chernov A.G. Transport of cuttings by drilling fluid in horizontal wells. Part 2. Numerical results of drilling with optimal rheological properties of the solution // Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. – 2023. – V. 334. – № 11. – P. 7- 24.
3. Kharlamov S.N., Janghorbani M., Bryksin M.R. Aspects of Computer Simulation of Transport and Cleaning Processes from Cuttings in Horizontal Well Sections // Mathematical Models and Computer Simulations. – 2023. – V. 15. – Iss. 3. – P. 502-519.
4. Kharlamov S.N. Al-Obaidi S.S. Analysis of pipe sticking at well drilling in the South Iraqi limestone and sandstone reservoirs // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. – 2024. – V. 335. – № 8. – P. 91-111.
5. Guillaume Vinay. Modélisation du redémarrage des écoulements de bruts paraffiniques dans les conduites pétrolières. Sciences de l'ingénieur [physics]. École Nationale Supérieure des Mines de Paris. Français. NNT :. pastel-00001842. – 2005. – 197p.
6. Gulraiz S., Gray K.E. Study on the combined effect of thixotropy, particle shape, and particle size on cuttings transport in horizontal annuli // Powder Technology. – 2021. – Vol. 392. – P. 703-716.
7. Kharlamov S.N. Mathematical Modelling of Thermo- and Hydrodynamical Processes in Pipelines (academic book). – Rome, Italy: Publ. House "Ionta", 2010. – 263 p.
8. Wachs A. Simulation numerique d'écoulements avec interface fluide-fluide en conduites de geometrie annulaire excentrée. Technical Report 56716, Institut Francais du Pétrole. – 2002. – 215 p.

**СТРУКТУРА ТЕЧЕНИЯ БИНГАМОВСКОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТОКА,
ОСЛОЖНЕННОГО ЭФФЕКТАМИ ПЕРЕЗАПУСКА ТРУБОПРОВОДА**

Фай Д.

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Хорошо известно [1-4], что на долю сырой нефти с парафинистыми отложениями приходится около 20-30% всех мировых запасов природного сырья. Причем функционирование трубопровода, обеспечивающего перекачку углеводородной смеси с парафинистым структурообразованием в условиях низкой температуры окружающей среды на месторождениях, разрабатываемых в прибрежных зонах многих стран тихоокеанского и атлантического региона, является наихудшим сценарием, которого следует избегать операторам. Это связано с тем, что гель, как водонефтяная парафинистая смесь, потенциально способен блокировать весь трубопровода, если его своевременно не устранить или не контролировать динамику фазовых процессов на ранней стадии выполнения технологических операций по перезапуску неизотермического течения реологически сложной смеси. Актуальность настоящей работы обусловлена заинтересованностью нефтегазовых компании в совершенствовании методологий прогнозирования оптимальных условий перезапуска трубопровода при использовании углеводородной смеси (двух флюидов со свойствами вязкопластических жидкостей типа Бингама с отложениями парафина) в различных термодинамических условиях. Новизну исследования составляют сведения о прогнозе условий генерации фазовых процессов, конвективно-диффузионных эффектов, сопровождающих и осложняющих течение гелеобразной дисперсной смеси по пространству трубопровода. Цель работы связана с: 1) разработкой методологии детального прогноза процессов переноса в условиях, когда консервативные методики, предполагающие однородную гелевую пространственную структуру повсюду в трубе, будут переоценивать давление перезапуска (на порядок и более), чем в локальных условиях течения гетерогенной дисперсной смеси с парафинистым гелеобразным отложением; 2) получением сведений об особенностях процесса перезапуска в рамках моделей осесимметричного течения геленефтяной смеси; 3) уяснением влияния геометрической конфигурации трубопровода на седиментацию геля.

Постановка задачи и ее физические допущения. Допускается, что при перезапуске процесса транспортировки парафинистой сырой нефти операторы вводят горячую сырую нефть на входе в трубопровод так, чтобы деформировать гелевую пробку. При моделировании процесса вытеснения флюида подобно Г. Винэ [1] в работе используется подход, основу которого составляют физические положения о гидродинамике изотермической несжимаемой вязкопластической смеси двух флюидов в осесимметричном трубопроводе согласно схеме, представленной на рисунке 1. На нем виден процесс ввода флюида 1 для вытеснения флюида 2 из рабочего пространства $[L, R]$ трубопровода при возобновлении его работы после останова на начальном этапе (из состояния покоя – $t = 0, t \in [0, T]$). Здесь принято: L, R, z, r – характерный продольный и поперечный размер трубопровода, а также осевое и радиальное направления цилиндрической системы координат соответственно; t, T – локальное и характерное время нестационарных процессов переноса соответственно; L_e – характерная длина входного флюида 1 в момент $t = 0$ в трубопроводе. Стоит отметить, что в [1] рассматривается процесс перезапуска с точки зрения последовательного ввода двух подобных бингамовских флюидов с отличными морфологическими свойствами и анализируется течение указанной смеси (в рамках модели вязкой каплевой химически однородной жидкости с “эффективными” свойствами) под действием внутренних и поверхностных сил. Учитывается, что на формирование границы раздела между подвижной и неподвижной массой/объемом жидкости оказывают непосредственное влияние нелинейные эффекты конвективно – диффузионного и деформационного процессов переноса импульса и массы, отвечающие условиям развивающегося по пространству и времени течения неньютоновской жидкости в трубопроводе.

Результаты и их анализ. В рамках принятой схемы течения представляется возможным получить аналитическое решение, определяющее эффективность вытеснения (E). Согласно [4], соответствующая интегральная переменная (E) может быть определена в виде (1) в диапазоне изменения от 0 до 1:

$$E = \frac{V_{эфф}}{V_{об}} = \frac{\int_A \min(L_{эфф}, z) ds}{\int_0^{L_{эфф}} \int_A ds dz} \quad (1)$$

где A – площадь поперечного сечения трубопровода; $V_{эфф}$ – объемом вытесненного флюида 1; $V_{об}$ – начальный объем флюида 2 в момент останова трубопровода. Ниже, на рис. 1 приведена картина изменения расчетного значения (E) для условий нестационарного развивающегося по длине осесимметричного трубопровода течения бингамовской жидкости. Видно, что течение выражено в ядре, где доминируют инерционные силы, интенсивность которых зависит от начальных условий: режима и особенностей распределения поля скорости на входе в трубопроводе. Характер условий иллюстрирует штриховая область на рисунке. Данные о транспортировке сырья по сценарию $2 - N_{ty} = 0,3$, представленные на рис. 2 указывают, что динамика перекачки осложнена из-за наличия на стенках трубопровода отдельной недеформируемой массы флюида 2 (синий цвет) при взаимодействии с текущим флюидом 1 (красный цвет). Именно это приводит с специфического распределения границы раздела флюидов и сопровождается особенностями распределений поля скорости в потоке смеси. Заметим, что отдельные сведения о гидродинамике бингамовской смеси в режиме $N_{ty} = 0,3$ может быть уяснен по особенностям распределений внутренних и поверхностных сил.

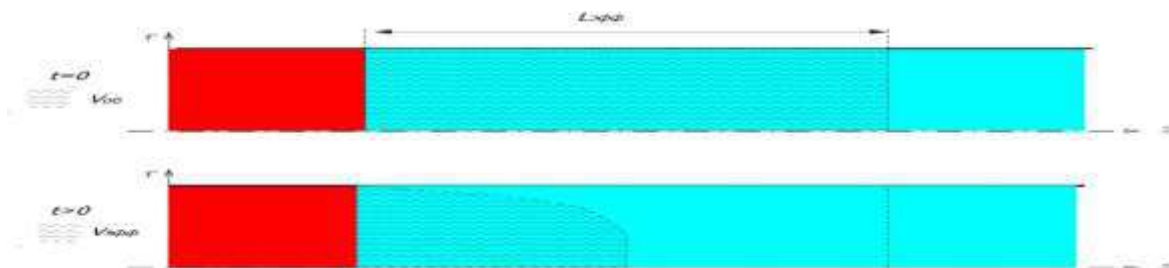


Рис. 1. Картины изменения эффективности вытеснения в осесимметричном трубопроводе, согласно [2]

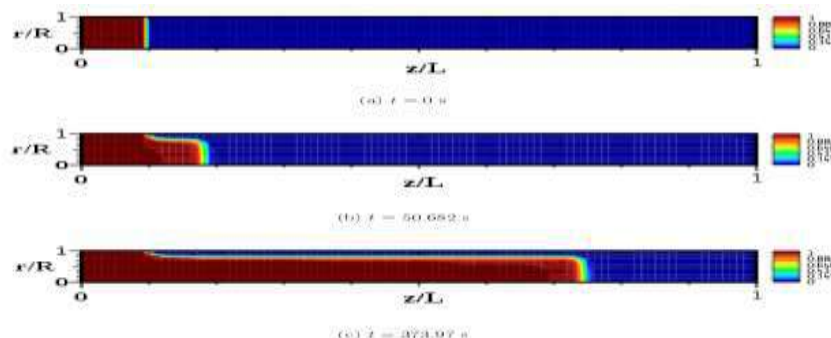


Рис. 2. Эволюция во времени средней объемной доли течения двух бингамовских флюидов при $N_{ty} = 0,3$, согласно [2]

Видно, что транспортировка природного сырья в трубопроводе должна быть прекращена в условиях, когда $Bn > 1$. Однако, стоит иметь в виду, что функционирование трубопровода осуществляется по регламенту, для которого строго определена среднемассовая/среднерасходная скорость, значение которой важно для обеспечения постоянного расхода на входе в трубопроводе. При этом, соответствующее этой скорости давление регулируется с целью поддержания транспортировки, а распределение давления в зависимости от времени приведено на рис. 3.

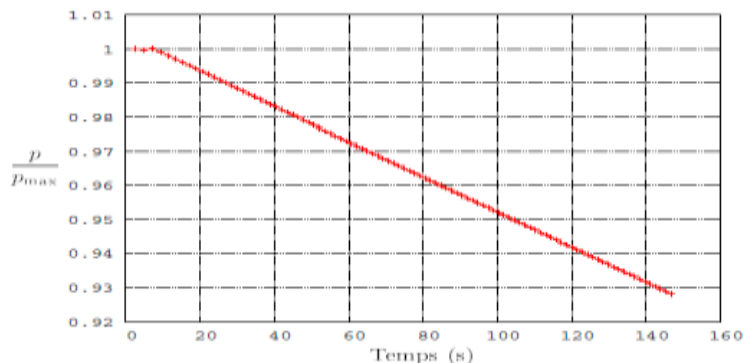


Рис. 3. Распределение безразмерного давления в зависимости от времени во входном сечении трубопровода при транспортировке природного сырья при $N_{ty} = 0,3$, согласно [2].

Выводы. В работе представлены результаты анализа гидродинамики вязкопластического течения углеводородной смеси с различными параметрами, такими как предельные значения напряжений, инерционность, сжимаемость и нестационарность. Изучены условия для снижения неблагоприятных эффектов от колебаний давления и изменений массового расхода, вызванных сжимаемостью и деформационными процессами при перезапуске трубопровода. Рассмотрены условия для восстановления течения неньютоновской смеси без образования “постельного” слоя у стенок. Показано, что сжимаемость, критерии: Бингама (Bn) и гомохронности (Ho) существенно влияют на время восстановления транспортировки реологически сложного потока. Высокая сжимаемость увеличивает пиковый массовый расход и вызывает резкое падение давления на начальных этапах.

Литература

1. Allouche M., Frigaard I.A., Sona G. Static wall layers in the displacement of two visco-plastic fluids in a plane channel // The Journal of Fluid Mechanics. - 2000. – V. 424. – P. 243-277.
2. Guillaume Vinay. Modélisation du redémarrage des écoulements de bruts paraffiniques dans les conduites pétrolières. Sciences de l'ingénieur [physics]. École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2005. Français. NNT: pastel-00001842. – 2005. – 197 p.

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

3. Харламов С.Н., Джангхорбани М. Численное исследование вязкостно-инерционного ламинарного закрученного течения в круглой трубе с эксцентричным круглым ядром // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 11. – С. 7-21]
4. Wachs A. Simulation numérique d'écoulements avec interface fluide-fluide en conduits de géométrie annulaire excentrée. Technical Report 56716, Institut Français du Pétrole. - 2002. – 215 p.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДИНАМИКИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Харлампиди А.О.

Научный руководитель Классен В.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в нефтегазовой отрасли одной из актуальных проблем является необходимость повышения точности и оперативности прогнозирования добычи нефти. Традиционные методы, такие как анализ кривых падения добычи (Decline Curve Analysis, DCA), имеют ограничения, особенно при наличии осложнений в скважине, а такие методы как аналитические расчеты и построение гидродинамических моделей, требуют значительных временных и ресурсных затрат, что ухудшает оперативность процессов при принятии управленческих решений. Недостаточная точность прогнозов может привести к неэффективному технико-экономическому планированию инвестиционной и операционной деятельности, производственных процессов и стратегии предприятия.

Внедрение автоматизированных систем прогнозирования позволяет значительно повысить точность и скорость получения прогнозов добычи. Такие системы анализируют большие объемы данных, учитывают множество факторов и способны адаптироваться к изменяющимся условиям эксплуатации скважин.

Были рассмотрены следующие наиболее популярные автоматизированные системы:

1. Для регулярного и точного прогнозирования добычи Русинович Виктор Викторович и Русинович Лариса Эдуардовна разработали алгоритм, реализуемый в виде разработанной программы, которая автоматизирует расчеты и учитывает критические производственные ограничения: мощности инфраструктурных объектов (подготовки и перекачки жидкости, нефти, воды, газа, поддержания пластового давления). Результаты включают агрегированный прогноз по месторождению с указанием скважин с наибольшим газовым фактором и дифференцированный прогноз по каждой скважине [2].

2. Еще одним инструментом для автоматизированного прогноза добычи нефти является разработка алгоритма при дистилляции полимеров. Эта нейросеть (Physics-Informed Neural Networks, PINN) применяет уравнения сохранения массы и энергии, описывающие процесс дистилляции. Входные данные включают рабочие параметры (температура, давление, концентрация полимера), а выходные - прогнозируемый уровень добычи нефти. Результаты показывают, что модель PINN превосходит традиционные эмпирические методы. Высокий коэффициент корреляции ($R^2 > 0,9$) подтверждает точность прогнозов [1].

3. Также одним из методов автоматизированного прогнозирования добычи нефти является применение рекуррентных нейронных сетей (Recurrent Neural Networks, RNN) с использованием модели с долгой краткосрочной памятью (Long Short-Term Memory, LSTM). Нейросеть эффективно учитывает временные зависимости и позволяет производить прогноз добычи нефти на основе исторических данных. LSTM-модели используют повторяющиеся модули нейронных сетей, обладающие памятью, что помогает избежать проблемы исчезающего градиента. В процессе обучения 80 % данных используются для тренировки, а оставшиеся 20 % – для проверки модели. Прогноз строится на основе скользящего окна: данные за 5 месяцев используются для предсказания дебита нефти на 1 месяц вперед. LSTM-модель сравнивалась с методами материального баланса, кривой падения добычи и гидродинамическими моделями, где показала результаты схожие с гидродинамическим моделированием, тогда как традиционные методы продемонстрировали меньшую точность [4].

Проведя анализ современных автоматизированных систем прогнозирования добычи нефти, можно сделать вывод, что LSTM-модели демонстрирует наилучшие результаты, поскольку их прогнозные значения максимально приближены к данным гидродинамического моделирования. При этом метод гидродинамического моделирования остается наиболее точным, но требует значительных временных и финансовых затрат. В то же время рекуррентные нейросети обеспечивают достаточно высокую точность при меньших затратах. Однако успешность LSTM во многом зависит от качества и количества исходных данных, что требует тщательной подготовки информации для обучения модели.

Учитывая вышеперечисленные ограничения, была разработана более усовершенствованная модель, написанная на языке программирования Python, основанная на базовой LSTM-модели, которая использует не только исторические данные по закачке воды и добыче нефти, но и учитывает тренды роста обводненности и добычи жидкости.

В основе модели лежит LSTM-слой для анализа временных зависимостей, слой нормализации данных для стабилизации обучения, слой отсева с коэффициентом 0.2, а также три полносвязных слоя с оптимизатором Adam, обеспечивающим эффективную настройку параметров.

При разработке модели особое внимание уделялось подбору оптимальных параметров. Практические тесты показали, что:

- увеличение количества нейронов свыше 500 не дает значительного улучшения точности;
- оптимальное количество эпох обучения составляет 50–100;
- слой отсева с коэффициентом 0.2 оптимален для предотвращения переобучения;

– добавление слоя нормализации данных снижает колебания в процессе обучения.

Для обучения модели были использованы фактические производственные данные с *X* месторождения, включающие:

- дебит нефти, жидкости и уровень обводненности одной добывающей скважины;
- объемы закачки воды из двух нагнетательных скважин.

Процесс обучения проводился в течение 100 эпох на исторических данных за 22 месяца с применением функции потерь в виде среднеквадратичной ошибки. Обучение модели составило около 3 минут. Последующее прогнозирование на 12 лет вперед заняло всего 10 секунд, демонстрируя высокую вычислительную эффективность решения.

Процесс прогнозирования начинается с загрузки предобученной модели и инициализации масштабирующего преобразователя с сохраненными параметрами нормализации. Исходные данные загружаются из файла, содержащего необходимые данные, где особое внимание уделяется корректному парсингу и сортировке данных по дате. Ключевым этапом становится расчет трендовых показателей. Эти тренды добавляются к основным признакам модели, формируя полный набор входных параметров. Перед подачей в нейросеть данные проходят тщательную предобработку после чего результаты проходят обратное масштабирование для приведения к исходным единицам измерения. Для анализа результатов строится график и таблица результатов прогнозирования с датами и соответствующими прогнозными значениями.

На рисунке представлено сравнение прогнозных кривых, полученных различными методами: гидродинамическим моделированием, базовой и оптимизированной LSTM-моделью.

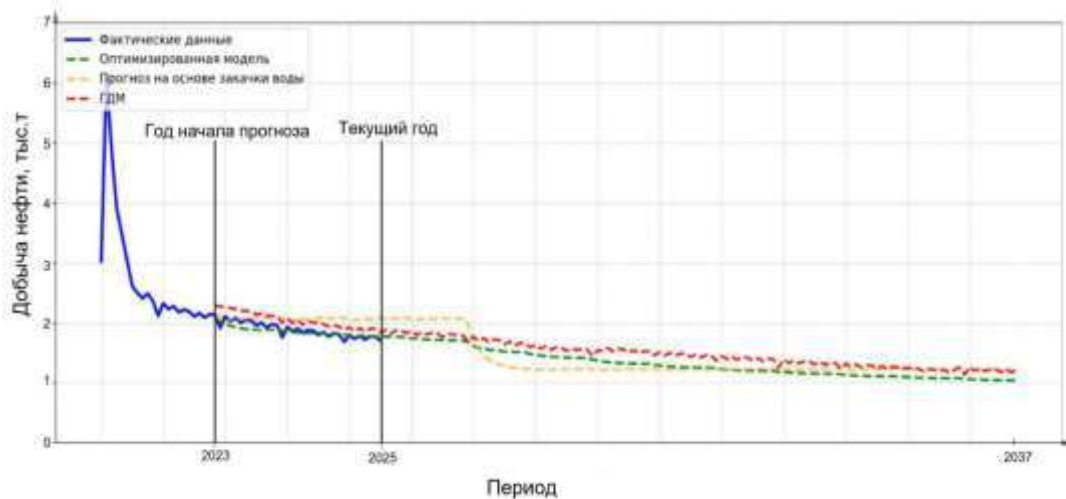


Рис. Сравнение фактических данных добычи нефти с прогнозными значениями, полученными различными методами

Сравнительный анализ показал, что базовая модель, учитывающий только данные по закачке и добыче, демонстрирует среднее отклонение около 13 %, гидродинамическая модель – около 5 %, в то время как предложенная модель обеспечила точность прогнозирования с отклонением всего 2.5 %.

Особенно важно отметить, что при сохранении всех преимуществ машинного обучения - высокой скорости расчетов, адаптивности к изменяющимся условиям и меньшим требованиям к исходным данным – оптимизированная LSTM-модель показывает большую точность чем гидродинамическое моделирование, оставаясь при этом на порядки менее ресурсоемким. Практическая реализация алгоритма позволяет формировать как краткосрочные (1–3 месяца), так и долгосрочные (до 12 лет) прогнозы с возможностью их оперативного пересчета при поступлении новых данных, что имеет критически важное значение для принятия своевременных управленческих решений в условиях изменяющейся рыночной конъюнктуры и технологических ограничений.

Литература

1. Задагерей Б.М. Разработка алгоритма прогнозирования добычи нефти при закачке полимеров с использованием нейронных сетей, основанных на физике (PINN) // Вестник науки. – 2024. – Т. 4. – № 5 (74). – С. 1402-1410.
2. Русинович В.В. Автоматизация прогноза добычи нефти и газа // Neftegaz.RU. – 2023. – № 2. – С. 96-99.
3. Семенов Е.Д., Брагинский М.Я., Тараканов Д.В., Назарова И.Л. Нейросетевое прогнозирование входных параметров при добыче нефти. // Вестник кибернетики. 2023. – Т. 22. – №4. – С. 42-51.
4. Файзрахманов Г.Г., Хайруллин И.И., Хасанов Р.Р., Сосницкая В.А., Рыжов Р.В. Прогнозирование динамики изменения дебита нефти с помощью методов машинного обучения // Нефтяная провинция. 2023. – № 3 (35). – С. 73-83.

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ФАЦИЙ С УЧЕТОМ РАСПОЛОЖЕНИЯ ИХ В ПРОСТРАНСТВЕ
ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ**

Чернов Н.К., Ермаков А.В., Мельников М.О.

Научный руководитель PhD, доцент В.С. Рукавишников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ежегодно по всему миру на месторождениях нефти и газа строится огромное количество скважин. И в каждой скважине в целевых интервалах производится фациальный анализ, который практически всегда представляет собой ручную работу. В результате появляется проблема, связанная с наличием неопределенностей и субъективного мнения специалиста при построении концептуальной фациальной модели в скважине.

Идеальным источником для классификации литофаций является керн. Однако отбор керна производится не во всех скважинах из-за высокой денежной стоимости, поэтому специалисты используют методы классификации литофаций на основе косвенных измерений, например, каротажей геофизических исследований скважин (ГИС).

В результате проведения исследований Муромцев В. С. разработал теоретические и методические положения электрометрических моделей горных пород наиболее распространенных фаций континентальной, прибрежно-морской и дельтовой обстановок осадконакопления [2]. Так, для каждой фации характерно определенное поведение кривой метода самопроизвольной поляризации (ПС) и ее значений.

На сегодняшний день, для определения фаций по каротажным данным используется также метод естественной радиоактивности (ГК), который регистрирует изменение минерального состава (увеличение или уменьшение количества радиоактивных минералов) горной породы [1]. Поскольку методы ПС и ГК дают сходную информацию, кривую ГК с некоторыми допущениями можно использовать аналогично кривой ПС при анализе геологического разреза скважины.

Целью данного исследования является создание алгоритма расчёта вероятности фаций в скважинах по данным гамма-каротажа с учётом их пространственного расположения.

В основе методологии прогнозирования вероятностей фаций лежит многоуровневая система, на каждом этапе которой происходят некоторые операции с данными (рис. 1).



Рис. 1. Блок-схема методологии

В качестве данных для проведения экспериментов были выбраны открытые датасеты двух месторождений Северного моря – реальное Volve и полусинтетическое Brugge. Оба месторождения формировались в условиях смешанной прибрежно-морской обстановки с обширными областями дельтового комплекса. На месторождениях имеются данные 39 скважин и выделено 11 обстановок осадконакопления.

Для фациальных интервалов ГИС был произведен расчет параметра α ГК и произведена симплификация кривой алгоритмом Ромера–Дугласа–Пекера. Затем преобразованные данные подвергались аугментации по причине несбалансированности выборки по количеству фаций. Обучающие примеры создавались на основе реального паттерна – кривых α ГК путем деформации их формы по установленному набору правил. Для того, чтобы контролировать качество полученных аугментированных кривых была введена комбинированная метрика «DTW + Корреляционная функция».

Далее по дополненному аугментированными примерами датасету был произведен расчет характеристик, описывающих сигнал (кривую ГИС) характерный для той или иной фации [3]. С точки зрения математики, каждую фацию можно представить, как вектор диагностических признаков (набор переменных), а название фации, как значение функции. Для решения этой задачи были обучены две модели градиентного бустинга, метода опорных векторов, логистической регрессии и случайного леса с целью научиться распознавать фации по выделенным признакам. Подбор значений гиперпараметров на тестовой выборке использовался с использованием фреймворка Optuna и алгоритма древовидного парзеновского оценщика [4].

Исходя из анализа полученных метрик, лучшие результаты показали алгоритмы, базирующиеся на деревьях решений – бустинги и случайный лес. При этом на валидационной выборке лучшие результаты показал бустинг

CatBoost, а на тестовой – LightGBM [5, 6]. В связи с этим для дальнейшей работы был выбран алгоритм LightGBM, F1 мера которого составила 74 % на валидационном наборе и 69 % на тестовом.

Для того, чтобы оценить, на каком классе (фации) модель допускает ошибки, была построена матрица ошибок (Confusion Matrix) для тестовой и валидационной выборок. Анализируя причины ошибок, было установлено, что истинные фации имеют схожую форму кривых по сравнению с предсказанным классом. Также был проведен анализ значимости диагностических признаков при помощи библиотеки SHAP (Shapley Additive Explanation). SHAP-значения показывают, насколько данный конкретный признак изменил предсказание модели (по сравнению с тем, как было бы сделано это предсказание при базовом значении этого признака) [7]. На основании анализа был проведен эксперимент последовательного удаления отранжированных по возрастанию влияния параметров с последующим переобучением модели и ее оценкой. Несколько наименее значимых параметров были исключены, что не привело к ухудшению результатов модели.

Затем с предыдущего (первого) уровня системы на второй уровень были поданы вероятности фаций, спрогнозированные градиентным бустингом. Модель первого уровня обучалась на датасете, содержащем множества фаций: 4 с месторождения Brugge и 7 с месторождения Volve. Соответственно, при прогнозе вероятностей фаций в новой скважине на Brugge, была построена гистограмма вероятностей из 11-ти фаций. Далее на алгоритм второго уровня подается априорная информация о том, что фации 5–11 абсолютно точно не могут быть встречены в прогнозной скважине на месторождении Brugge. Так, с помощью операций присваивания нулевой вероятности априорно невозможным фациям на данной площади и нормировки априорно возможных, происходит перерасчет вероятности фаций.

Перерасчет вероятностей фаций с учетом генетических ритмов на финальном третьем уровне был реализован с помощью алгоритмов нечеткой логики. Перерасчет производился с учетом экспертных знаний, заложенных в базу нечетких правил. В базе правил содержались вероятности взаимного расположения фаций по вертикали относительно друг друга.

Вероятности фаций после работы алгоритмов первого, второго и третьего уровней представлены гистограммами (рис. 2).

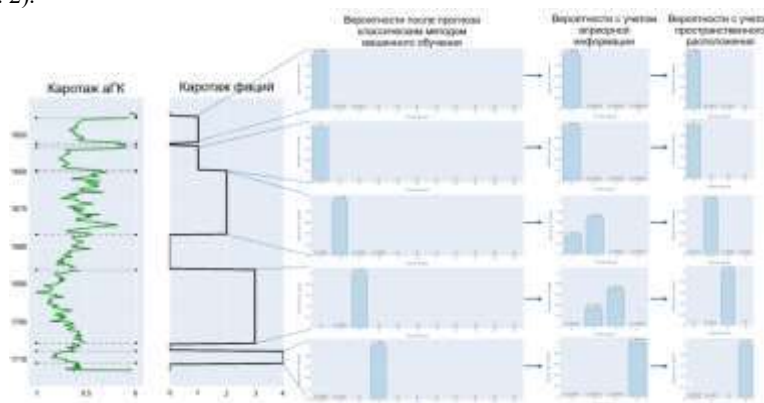


Рис. 2. Вероятности фаций после каждого уровня работы алгоритма

Таким образом, в результате данного исследования был создан алгоритм расчета вероятностей фаций в скважинах по данным ГИС с учетом их пространственного расположения. Произведен прогноз вероятностей фаций в интервалах скважины методом градиентного бустинга, затем учтена априорная геологическая информация о распространении фаций в пространстве и далее осуществлен перерасчет вероятностей фаций с учетом их взаимного пространственного расположения.

В рамках дальнейших исследований потенциальными направлениями для развития являются учет взаимосвязей между соседними скважинами на месторождении, а также реализация алгоритма по автоматизированной генерации фациальных карт на основе спрогнозированных вероятностных данных в скважинах.

Литература

1. Геофизические исследования скважин [Текст]: учебное пособие / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ); сост. В.П. Меркулов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 139 с.
2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел-литологических ловушек нефти и газа. – Недра. Ленингр. отд-ние, 1984.
3. Wang D. et al. Support vector machine algorithm for automatically identifying depositional microfacies using well logs // Sustainability. – 2019. – Т. 11. – № 7. – С. 1919.
4. Подбор гиперпараметров [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://education.yandex.ru/handbook/ml/article/podbor-giperparametrov/>.
5. CatBoost is a high-performance open source library for gradient boosting on decision trees [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://catboost.ai/>.
6. Welcome to LightGBM's documentation! [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://lightgbm.readthedocs.io/en/stable/>.
7. Интерпретация результатов машинного обучения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://webiomed.ru/blog/interpretatsiya-rezultatov-mashinnogo-obucheniia/>

**ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТДУВКИ МЕТАНОЛА В КАЧЕСТВЕ МЕТОДА
ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯМИ, А ТАКЖЕ СПОСОБА
РЕГЕНЕРАЦИИ МЕТАНОЛА НА УСТАНОВКАХ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА**

Чуриков Л.¹

Научные руководители профессор П.Н. Зятиков¹,
старший преподаватель Ю.А. Максимова²

¹*Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

²*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

На сегодняшний день, несмотря на сложившуюся геополитическую ситуацию в стране, наблюдается тенденция наращивания темпов добычи и реализации газа в период с 2025 по 2030 года как одного из важнейших инструментов поддержания стабильности и потенциального развития экономики страны. Это отмечается многими экспертами, в том числе и зарубежными [1, 2].

В контексте заданного макроэкономического вектора, критерии к развитию технологичности и росту импортозамещения для газодобывающей промышленности, как одной из ключевых, имеют повышенный спрос и актуальность. В связи с чем как никогда становятся актуальными вопрос снижения стоимости затрат на каждый кубометр добытого газа, на основании чего следует уделить значительное внимание методам предотвращения и борьбы с осложняющими факторами, в частности для газодобычи – гидратообразованиями, а также рациональное использование расходных средств – метанола. На основании данных производственных запросов, в контексте ответа на более глобальные задачи перед отраслью, актуальным является реализации технологии отдувки.

Первые упоминания в отечественной газодобычи по принципу технологии отдувки приходятся на 1982 год, тогда была предложены и запатентована технология осушки сероводородсодержащих газов концентрированными спиртами: МЭГ¹ и ДЭГ¹ с последующим их извлечением (с использование процессов абсорбции и десорбции соответственно) [3, 4]. В 1990-ых уже была реализована первый прототип технологии по отдувке ВМР² газом [5].

В 2000–2005 получили положительный результат с использованием огневой регенерации метанола методом ректификации с последующими модификациями [6, 7].

В 2015 году делается прорывной шаг с использованием технологии отдувки для специальной секции газопровода, при реализации которого отпадает необходимость в применении дополнительных участков регенерации и фильтрации [8].

А в 2022 Камчатским газопромысловым управлением предлагается реализации технологии отдувки предполагает разделение отбиваемой на сепарационном оборудовании технической воды и ВМР, с последующим направлением ВМР в цикл извлечения активного компонента (метанола) [9].

Таким образом, технология отдувки имеет практическую применимость и конкретную производственную необходимость для «Х» НГКМ³. Проектом инфраструктурного обустройства предусмотрена реализация ОУРМ⁴ (рис. 1) с использованием ректификационной колонны. Однако, предлагается рассмотреть БОУРМ⁵ (рис. 2) с использованием колонны-десорбера, т.е. методом отдувки метанола из ВМР.

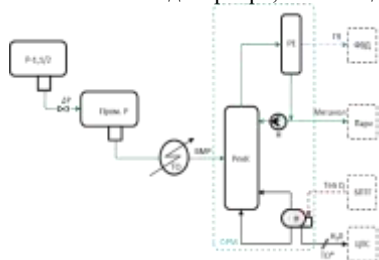


Рис. 1. Безогневая установка регенерации метанола

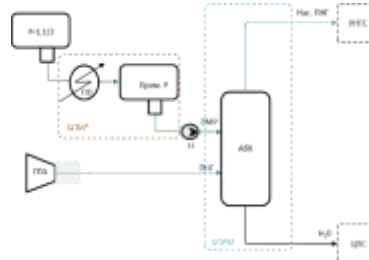


Рис. 2. Огневая установка регенерации метанола

Выбор БОУРМ обусловлен двумя КПЭ⁶ проекта:

1. Начальные инвестиционные вложения.
2. Технологическая эффективность.

Реализация БОУРМ с использованием технологии отдувки имеет меньшую металлоемкость при потенциально достижимой идентичной технологичности.

Однако, достижение 2-го КПЭ требует расчетного обоснования. Для которого было использовано моделирование в программном комплексе AspenHYSYS технологического процесса отдувки метанола для БОУРМ. Выбранной моделью системы, с учетом физико-химических свойств и межмолекулярного взаимодействия трехфазной системы между полярными и неполярными компонентами, стала кубическая модель CPA⁷ [10, 11]:

¹ Моноэтиленгликоль и диэтиленгликоль

² Водно-метанольный раствор

³ Нефтегазоконденсатное месторождение

⁴ Огневая установка регенерации метанола

⁵ Безогневая установка регенерации метанола

⁶ Ключевой показатель эффективности

⁷ Cubic-Plus-Association

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{aa(T,\omega)}{v \cdot (v-b)} - \frac{RT}{2v} \cdot (1 + \rho \cdot \frac{\partial \ln g}{\partial \rho}) \cdot \sum_{i=1} x_i \cdot \sum_{A_i} X_{A_i}, \quad (1)$$

где R – универсальная газовая постоянная; p, T – давление и температура рабочей среды; v – молярный объем; a, b – параметры кубического уравнения; $\alpha(T, \omega)$ – зависимость параметра a от температуры системы и ацентрического фактора молекулы; ρ – молярная плотность рабочей среды; g – ускорение свободного падения; x_i – аналитическая мольная доля i -го компонента; X_{A_i} – доля молекул, не взаимодействующих друг с другом.

Вследствие чего удалось определить оптимальные режимные характеристики работы колонны-десорбера, а также ее конструктивные особенности и требуемая комплектация дополнительного БМО. Все это обеспечивает меньшую металлоёмкость для БОУРМ в сравнении с ОУРМ, что обуславливает снижение инвестиционных вложений.

Для удобства занесем полученные расчетные значения для сравниваемых технологий в таблицу.

Таблица

Полученные расчетные результаты

№	Параметр расчетного обоснования		Ед.изм.	ОУРМ	БОУРМ
1	Количество единиц оборудования	НКО ⁸	шт	2	1 (▼)
		БМО ⁹		5	4 (▼)
2	Показатель регенерации метанола		% масс.	≥ 95 (б/и)	
3	Экономическая эффективность	Начальные инвестиции	млн.руб.	627,11	538,73 (▼)
		Чистая приведённая стоимость	млн.руб	183,87 (▼)	272,25
		Индекс рентабельности	д.ед.	1,29 (▼)	1,50
		Дисконтированный срок окупаемости	лет	7,58	6,00 (▼)

В результате проведенного расчетного и сравнительного обоснования, технологическая эффективность БОУРМ обусловлена корректностью подбора режимных характеристик (расхода, давления и температуры) для рабочих сред, а также конструктивными особенностями внутри колонны-десорбера, что обеспечивает оптимальные массо- и теплообменные процессы, позволяющие отдувать наибольшее количество метанола из входного потока газа после нагнетания ГПА¹⁰. Все это позволяет сэкономить 64,36 тыс. т метанола в период с 2026 по 2046 года при условии его регенерации из ВМР ≥ 95 %.

Таким образом, применение БОУРМ в сравнении с ОУРМ имеет значительное преимущество, а насыщенный метанолом газ полностью исключает возможность гидратообразования на последующих этапах его подготовки.

Литература

- Совет директоров «Газпрома» утвердил инвестпрограмму и бюджет на 2025 год // Официальный сайт газеты «Коммерсантъ» [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/7402577>. (дата обращения: 07.02.2025).
- Global Gas Security. Review 2024 // Including the Gas Market Report Q4-2024 [Электронный ресурс]. – URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/fa115714-f9f8-4727-8520-5e8b5ca265ad/GlobalGasSecurityReview2024.pdf>. (дата обращения: 07.02.2025).
- Жданов Н.В., Халиф А.Л. Осушка углеводородных газов. – М.: Химия, 1984. – С. 192.
- Патент № SU912243A1 СССР, МПК B01D 53/26 (2006.01). Способ осушки сероводородсодержащего газа: заявл. 21.04.1980: опубл. 15.03.1982 / Михайлович Л.В., Ярмизина Э.К., и др. – 6 с.: ил. – Текст: непосредственный.
- Патент № SU1330124A1 СССР, МПК C07C 31/04 (2006.01), C07C 29/76 (2006.01). Способ регенерации метанола процесса предотвращения гидратообразования природного газа: заявл. 06.01.1986: опубл. 15.08.1987 / Алиев А.Г., Фриук М.И. и др. – 6 с.:ил. – Текст : непосредственный.
- Патент № RU2159664C1 Российская Федерация, МПК B 01 D 53/26 (2006.01). Способ регенерации метанола из минерализованного водного раствора: заявл. 05.10.1999: опубл. 27.11.2000 / Зиберт Г.К., Запорожец Е.П. и др. – 5 с.: ил. – Текст: непосредственный.
- Производство, регенерация и утилизация метанола в промышленных условиях: обзорная информация / В. А. Истомин и др. – Москва: Газпром, 2005 (М.: Асконлайн). – 71 с.
- Полников В.В., Пономарева Т.Г., Александров М.А., Земенкова М.Ю., Пимнев А.Л. Инновационные технологии при обустройстве месторождений мегапроекта «Ямал» // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-2. – URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=21716>. (Дата обращения: 07.02.2025).
- ТехноКамчатка. Технология регенерации метанола [Электронная статья]. – URL: <https://neftgaz.ru/science/pererabotka/752518-tekhnotkamchatka-tekhnologiya-regeneratsii-metanola/>. (Дата обращения: 07.02.2025).
- Fragkiskos T. «Evaluation of the Cubic-Plus-Association Equation of State for Ternary, Quaternary, and Multicomponent Systems in the Presence of Monoethylene Glycol» / Fragkiskos Tzirakis, Eirini Karakatsani, Georgios M. Kontogeorgis // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2016 – Т. 55. – № 43. – С. 11371–11382.
- Filipa M. Maia. Equation of state modelling of systems with ionic liquids: Literature review and application with the Cubic Plus Association (CPA) model. Fluid Phase Equilibria, 2012. – Vol. 332. – P. 128–143. DOI: 10.1016/j.fluid.2012.06.026.

⁸ Насосно-компрессорное оборудование

⁹ Блочное-модульное оборудование

¹⁰ Газоперекачивающий агрегат (Компрессор)

**ПОДБОР МЕТОДОВ МОНИТОРИНГА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМОВ СКВАЖИН
С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛА РОСТА БАЗОВОЙ ДОБЫЧИ**

Шагаев С.А.

Научный руководитель В.В. Классен

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях ужесточения бюджетных ограничений и роста себестоимости разработки месторождений особую значимость приобретают методы, позволяющие максимально эффективно использовать существующий фонд скважин [1]. Традиционные подходы к мониторингу, основанные на ручном анализе данных, не всегда обеспечивают оперативное выявление потенциала оптимизации добычи. Кроме того, выход из строя датчиков телеметрии (ТМС) приводит к потере критически важных данных, что затрудняет контроль эксплуатационных режимов [2]. В связи с этим актуальной задачей является разработка методов, сочетающих высокую точность, автоматизацию обработки данных и возможность восстановления пропущенных значений.

Для решения указанных проблем предложен алгоритм на основе метода MICE (Multiple Imputation by Chained Equations) с использованием ансамблевой модели Random Forest. Данный подход позволяет:

1. Восстанавливать пропущенные значения давления и температуры с точностью до 0.05 Мпа.
2. Автоматически выявлять аномалии в работе оборудования.
3. Минимизировать влияние человеческого фактора при регистрации данных.

Код реализован на Python с применением библиотек scikit-learn и pandas. Входные данные – временные ряды параметров скважин (давление, температура), импортируемые из Excel. Однако для промышленного внедрения целесообразно интегрировать алгоритм с базами данных (например, SQL или NoSQL), что позволит обрабатывать большие объемы информации в реальном времени [3].

Анализ работы алгоритма на тестовой выборке показал:

1. Средняя абсолютная ошибка восстановления давления составила 0,41 Мпа, относительная ошибка составила 36 %
2. Выявлены аномальные скачки давления, связанные с отказами оборудования (рис. 3)



Рис. 1. Значения давлений на приеме УЭЦН до импутации данных с учетом линии тренда



Рис. 2. Значения давлений на приеме УЭЦН после импутации данных с учетом линии тренда

С помощью специализированного программного обеспечения были построены линии тренда для графиков давлений, регистрируемых ТМС УЭЦН. Эти графики отображают динамику изменений основных рабочих параметров насоса во времени. Линии тренда позволяют выявить основные тенденции в изменении данных и помогают оценить стабильность работы оборудования (рис. 1, 2).



Рис. 3. Аномальные значения давлений на приеме УЭЦН

Используя линии тренда, стало возможным предсказывать изменение ключевых показателей (давления и температуры) на определённые промежутки времени. Такой прогноз позволяет заблаговременно выявлять потенциальные проблемы и планировать меры по их предотвращению.

Путем сопоставления текущих и прогнозируемых данных, возможно определить потенциал увеличения добычи нефти за счет оптимизации режимов работы насоса. Оптимизация включает выбор наиболее эффективных настроек работы УЭЦН, таких как частота вращения вала двигателя, подача жидкости и др., чтобы максимизировать производительность при минимальных затратах энергии. С помощью линий тренда были определены два значения давления на приеме насоса, до и после импутации, для оценки возможного прироста добычи, а также анализа работы созданного кода, как полноценного алгоритма восстановления упущенных значений.

Для количественной оценки возможного прироста добычи использовались следующие формулы:

$$P_{забmin} = \rho_{жс} * g * H_{динmin} + P_{затр} \quad (1)$$

$H_{динmin}$ – минимальный динамический уровень, м

$H_{доп}$ – минимальный уровень над приемным модулем насоса, м

$H_{сп}$ – глубина спуска насоса, м

$$H_{динmin} = H_{сп} - H_{доп}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{жпот} &= Q_{жплан} - Q_{жтек} = K_{прод} * (P_{пл} - P_{забmin}) - K_{прод} * (P_{пл} - P_{забтек}) \\ &= K_{прод} * P_{пл} * (P_{забmin} - P_{забтек}) \end{aligned} \quad (2)$$

$\Delta Q_{жпот}$ – потенциальный прирост жидкости, м³/сут

$$\Delta Q_{нпот} = \frac{\Delta Q_{жпот} * (100 - W) * \rho_n}{100} \quad (3)$$

$\Delta Q_{нпот}$ – потенциальный прирост нефти, т/сут

В результате проведенного исследования, включающего построение и анализ линий тренда, сравнение значений, регистрируемых телеметрией, до и после восстановления упущенных данных, а также выполнение расчетов по предложенным математическим моделям, было установлено, что разработанный метод обеспечивает не только точную оценку текущих параметров телеметрической системы (ТМС) установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), но и позволяет прогнозировать их динамику с высокой степенью достоверности. Полученные результаты демонстрируют значительный потенциал применения данного подхода для оптимизации процессов нефтедобычи.

Проведенный анализ свидетельствует о том, что реализация предложенного метода способствует:

1. Повышению точности мониторинга технологических параметров за счет восстановления недостающих значений давлений на приеме насоса.
2. Минимизации эксплуатационных рисков, включая предотвращение перегрева и отказов насосного оборудования.
3. Достижению максимальной производительности УЭЦН за счет оптимизации режимов работы.

Указанные преимущества позволяют существенно повысить эффективность эксплуатации скважин и увеличить объемы добычи углеводородов. Результаты исследования подтверждают перспективность внедрения разработанного метода в практику нефтедобывающих предприятий.

Литература

1. Пашали А.А. и др. Восстановление значений давления на приеме насоса с использованием методов ИИ // Нефтегазовое дело. – 2022. – Т. 20. – № 6. – С. 165–172.
2. Brill Дж.П. Многогранный поток в скважинах. – М.: Институт компьютерных исследований, – 2006. – 384 с.
3. Hinton G.E. Reducing the Dimensionality of Data with Neural Networks // Science. – 2006. – Vol. 313. – P. 504–507.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ УПРУГО-ПРОЧНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
С УЧЕТОМ ЭФФЕКТА СЛОЖНОГО НАПЛАСТОВАНИЯ: ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ КЕРНОВЫХ
ИССЛЕДОВАНИЙ И ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Юровских Е.А.^{1,2}, Непоп Р.К.^{1,3}

Научный руководитель Р.К. Непоп^{1,3}

¹ООО «ПетроГМ», г. Новосибирск, Россия

²Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

³Институт геологии и минералогии СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Для эффективной разработки месторождений углеводородов необходима информация о напряженно-деформированном состоянии горного массива, понимание литологического строения резервуара, геомеханических, петрофизических и фильтрационно-емкостных свойств породы. Прямым методом изучения вскрываемых при бурении отложений являются специальные керновые исследования. Лабораторные эксперименты проводятся в соответствии с отраслевыми стандартами [1] и позволяют определить широкий спектр характеристик, которые используются при интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС), для калибровки геомеханических и гидродинамических моделей.

Согласно действующим в отрасли ГОСТам, эксперименты проводятся на «геологически однородных петрофизических группах пород» [1], которым в условиях Западной Сибири в большей степени соответствуют отложения коллектора, представленные в терригенном разрезе преимущественно условными песчаниками. Именно на керновом материале из этих отложений выполняется подавляющее большинство керновых исследований. Однако не менее важную роль при решении актуальных задач в отрасли (таких, как безаварийное строительство скважин или интенсификация притока) играет понимание геомеханических свойств глинистых отложений, формирующих покрышки и тонкие пропластки внутри коллектора. Упруго-прочностные характеристики этих пород оказывают существенное влияние на точность геомеханических моделей, а также определяют предельные параметры при проектировании гидроразрыва пласта (ГРП). Это обуславливает необходимость детального исследования глинистых покрышек. Однако в отличие от условных песчаников коллектора, глинистые отложения обладают выраженной анизотропией свойств и, как правило, представляют собой гетерогенный, нелинейно упругий материал, что, по большому счету, выводит его за рамки действующих ГОСТов и требует особой аккуратности при проведении экспериментов.

Анализ результатов проведенных нами керновых исследований позволил выявить два типа отложений. Помимо «традиционных глин» были обнаружены глинистые отложения с нетипичным поведением при проведении тестов на одноосное сжатие на образцах дублерах, выпиленных перпендикулярно и параллельно напластованию [2, 3]. Наличие маломощных (до 1 мм) пластичных пропластков существенно изменяет механическое поведение слоистого материала под нагрузкой, а само явление получило название эффекта сложного напластования (СН). Присутствие в разрезе глинистых отложений со сложным напластованием ставит перед исследователями новые задачи, среди которых их идентификация в разрезе, а также качественная и количественная оценка влияния на исследуемые процессы.

Сложности выделения таких пропластков и определения упруго-прочностных характеристик породы связаны прежде всего с разрешающей способностью используемых методов, среди которых, пожалуй, только микроимджерные исследования и скретчирование (scratch-тестирование) имеют необходимую точность, обеспечивающую возможность анализировать объекты размером ~1мм. Микроимджерные исследования позволяют визуализировать мелкомасштабные особенности строения породы, а scratch-тестирование дает возможность получить дополнительные данные о геомеханических свойствах породы. Тем не менее остаются проблемы увязки получаемых результатов и коротажных данных с результатами керновых исследований на комбинированном (слоистом) материале.

В этой связи определенные перспективы мы связываем с проведением численного моделирования и увязки результатов такого моделирования с результатами керновых исследований. Не являясь прямым методом, численное моделирование, тем не менее, обладает рядом преимуществ по сравнению с натурными экспериментами на керновом материале. Так оно позволяет устранить неопределенность при проведении экспериментов на образцах-дублерах, создавая виртуальную модель с идентичными свойствами, которую можно использовать многократно для разных сценариев нагружения. Еще одним преимуществом численного моделирования является высокая степень адаптивности. В программном комплексе Abaqus® можно менять параметры нагружения, геометрию образца и его упруго-прочностные характеристики, что недоступно в лабораторных условиях. Это дает возможность проводить серию экспериментов, которые в реальности, помимо значительных временных затрат, потребовали бы отбора и подготовки большого количества физических образцов. ПО Abaqus® позволяет варьировать плотностью материала, его упругими и пластичными характеристиками, а также менять внешние воздействия, что позволяет оценить поведение материала в различных условиях без необходимости отбора физических образцов. Таким образом, численное моделирование дает более глубокое понимание механики разрушения пород и расширяет возможности исследований, выходя за пределы лабораторных экспериментов.

В рамках исследования глинистых отложений покрышек и пропластков, помимо керновых исследований, была проведена численная модельная оценка материала с эффектом СН. Основной целью моделирования являлось определение упруго-прочностных характеристик «комбинированной» породы и анализ ее механического поведения под нагрузкой. Численное моделирование выполнялось в программном комплексе Abaqus® с использованием упругопластического критериев деформации. На первом этапе была создана базовая модель глинистого материала, не содержащего сложных напластований, для которой использовались упругие свойства породы (рис. 1, а). Параметры данной модели калибровались на данные, полученные в ходе лабораторных испытаний при одноосном нагружении.

Задача решалась в трехмерной постановке. В качестве расчетной геометрии использовался цилиндр диаметром 30 мм и длиной 60 мм. Для построения сетки применялась дискретизация, согласованная с характерными масштабами деформаций, выявленных при тестировании керна. Используемые при численном моделировании граничные условия имитировали условия проведения теста на одноосное сжатие. Результаты численного моделирования представлены в виде деформационных кривых, отражающих механическое поведение материала. На рисунке (рис. 1, б) представлены деформационные кривые для разных ячеек на образующей поверхности цилиндра. Эти кривые соответствуют линейному участку кривой, соответствующему области упругой деформации, и позволяют анализировать пространственное распределение упругих свойств породы.

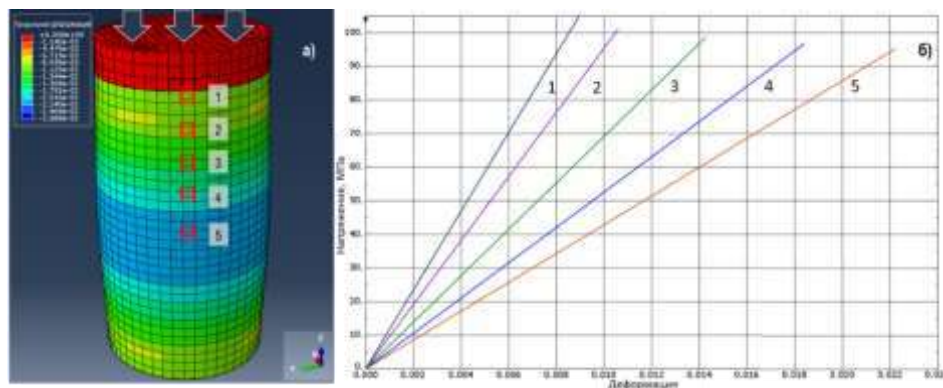


Рис. 1. Результат численного моделирования одноосного нагружения стандартного образца в ПО Abaqus® (а); деформационные кривые для пяти контрольных точек на образующей поверхности цилиндра в области упругих деформаций (б)

На рисунке (рис. 2) представлен результат численного эксперимента, в рамках которого решалась задача нагружения материала в областях как упругой, так и пластической деформации. В этом случае переход от линейного (упругого) поведения к пластичному осуществлялся при достижении материалом предела упругости, установленного в результате лабораторного эксперимента на реальных образцах керна.

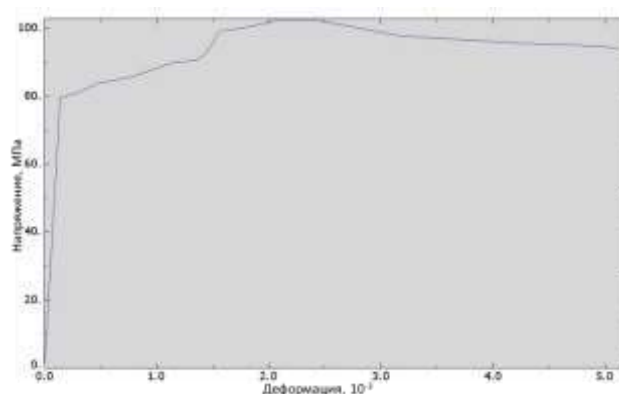


Рис. 2. Результат моделирования одноосного нагружения стандартного образца в области упругой и пластической деформации

На следующем этапе планируется провести моделирование с учетом критериев разрушения породы, позволяющее проанализировать поведение образца при переходе от пластической деформации к разрушению материала, что позволит более полно описать механические процессы в глинистых отложениях.

Литература

1. ГОСТ 28985–1991 «Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии», 1991.
2. Непоп Р.К., Смирнов Н.Ю., Рейес Аумада В. и др. Учет эффекта сложного напластования при оптимизации гидроразрыва пласта с применением геомеханического моделирования // Нефтяное хозяйство, – 2022. – № 4. – С. 26–31.
3. Юровских Е.А., Непоп Р.К. Влияние слоистости на упруго-прочностные свойства глинистых отложений по данным керновых исследований // Геология XXI века. – 2024. – С. 314–317.

С Е К Ц И Я 7

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОГНОЗИРУЕМОЙ ЗОНЫ РАЗЛИВА НЕФТИ НА ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ ПРИ АВАРИИ НА ПОДВОДНОМ ПЕРЕХОДЕ

Аксенова Д.Д.

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

В современном мире ключевым энергоресурсом является нефть, которая имеет существенное влияние на мировую экономику. Одним из эффективных способов ее транспортировки является трубопроводная система, позволяющая доставлять нефть на большие расстояния с минимальными затратами. Подводные переходы являются частью этой системы и имеют ряд особенностей, которые необходимо учитывать для обеспечения высокой надежности и безопасности в сложных гидрологических и геологических условиях [4]. Поскольку разлив нефти представляет собой серьезную экологическую угрозу, оказывая разрушительное воздействие на морские и наземные экосистемы, заблаговременно проводятся расчеты тех самых разливов для минимизации ущерба. В данной статье приведен расчет прогнозируемой зоны разлива нефти на подводном переходе на реке.

Моделирование прогнозируемой зоны распространения разлива нефти

Для моделирования аварии был рассмотрен подводный переход нефтепровода через реку шириной 12 м со следующими исходными данными: длина участка ($L = 24$ км); диаметр трубопровода ($D = 530$ мм); толщина стенки трубопровода ($\delta = 8$ мм); объем перекачки во время аварии ($Q = 14538$ т/сут); плотность нефти ($\rho = 0,861$ т/м³).

Используемые формулы:

Статический объем нефти V_c , м³

$$V_c = \frac{\pi \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot L}{4},$$

1

Динамический объем нефти V_d , м³

$$V_d = \frac{25}{100} \cdot t \cdot Q,$$

где 25 – процент максимального объема прокачки в течение 6 часов, согласно п. 7е ПП-2451 [1];

$t = 6$ часов – время прокачки (для трубопроводов, оборудованных дистанционными системами обнаружения утечек нефти и нефтепродуктов), согласно п. 7е ПП-2451 [1].

Площадь разлива S , м²

$$S = \frac{V_{\text{сум}}}{h},$$

где $V_{\text{сум}}$ – суммарная масса разлива, равная сумме статического и динамического объема нефти.

h – толщина слоя разлития нефти, м. Для приближенной оценки площади загрязнения водной поверхности может приниматься толщина слоя 0,005 м для нефти [2].

Удаление пятна нефти от места аварии $L_{\text{пятна}}$, м

$$L_{\text{пятна}} = V_{\text{макс}} \cdot t,$$

где t – время, прошедшее после начала разлива нефти, с; $V_{\text{макс}}$ – максимальная скорость потока, м/с. Определяется по формуле $V_{\text{макс}} = 1,28 \cdot V_{\text{ср}}$, где $V_{\text{ср}}$ – средняя скорость течения реки, принятая 0,1 м/с.

При разливе нефти на водную поверхность наблюдаются процессы испарения и оседания вдоль берегов. В свою очередь количество осаждающейся на берегах нефти зависит от ширины и глубины водотока, скорости течения, типа прибрежной растительности, а также особенностей грунта мелководий. Для дальнейших расчетов принято, что 10 % от объема разлива распределиться по береговой линии реки, 10 % подвергнется испарению, 80 % останется на поверхности воды.

На рис. 1 представлен алгоритм расчета параметров разлива нефти на водной поверхности.

Результаты расчетов, которые можно использовать при составлении планов предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов приведены в таб. 1.1 и 1.2.

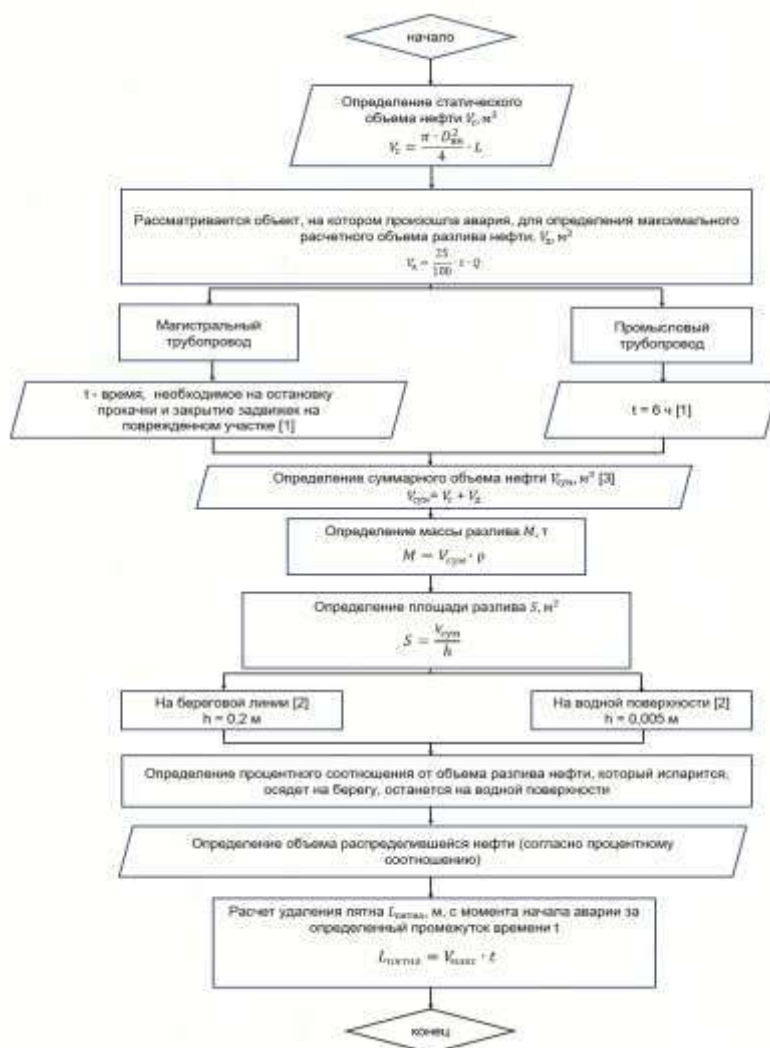


Рис. 1. Алгоритм расчета параметров разлива нефти на водной поверхности

Таблица 1.1

Характеристика разлива нефти на водной поверхности

Объем нефти статический (в трубе), м³	Объем нефти динамический (25% за 6 часов), м³	Суммарный объем разлива, м³	Масса разлива, т	Площадь разлива (БЕРЕГ), м²	Площадь разлива (ВОДА) (80%), м²	Суммарная площадь разлива, м²	Объем нефти, (БЕРЕГ), м³	Объем нефти, (ВОДА), м³	Объем нефти, (ИСПАРЕНИЕ), м³
4896,78	1058,38	5955,16	5127,39	2978	952826	955804	596	4764	596

Таблица 1.2

Результаты расчета

Скорость перемещения нефти в водоеме, м/с	Удаление пятна с момента начала аварии, км (1 час)	Удаление пятна с момента начала аварии, км (2 часа)	Удаление пятна с момента начала аварии, км (3 часа)	Удаление пятна с момента начала аварии, км (4 часа)
0,13	0,47	0,94	1,4	1,87

На рис. 2 представлен маршрут нефтяного пятна по реке от места разлива до места его удаления за время равное 4 часам.



Рис. 2. Местоположение нефтяного пятна спустя 4 часа

Вывод

В результате проведенных расчетов установлено, что при прогнозировании зоны распространения нефтяного пятна с момента поступления информации о разливе нефти на подводном переходе для составления планов предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов максимальное время локализации разлива нефти на акватории не должно превышать 4-х часов с момента обнаружения разлива или с момента поступления информации о разливе [1]. Нарушение указанных параметров приведет к увеличению площади разлива, росту объемов загрязнений окружающей среды и дополнительным затратам эксплуатирующей нефтепровод организации для проведения локализационных и ликвидационных мероприятий.

Литература

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2020 г. № 2451 «Об утверждении Правил организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации, а также о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» (ред. Постановлению Правительства РФ от 11.12.2023 № 2122).
2. РД-13.020.00-КТН-148-11 Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах.
3. Савенок В.Е. Минимизация экологического ущерба при ликвидации аварийных разливов нефти // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия ф. Строительство. Прикладные науки. – 2010. – № 6. – С. 103-107.
4. Чухарева Н.В. и др. Предотвращение аварийных разливов при порывах нефтепромысловых трубопроводов на подводных переходах и в пойменной зоне // Нефтегазовое дело. – 2014. – Т. 12. – № 1. – С. 103-108.

МАГИСТРАЛЬ БУДУЩЕГО В ЛЕНИНГРАДЕ В ГОДЫ ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЫ

Андреянов М.А.

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В годы Великой Отечественной войны Ленинград оказался в тяжёлой ситуации: блокада, постоянный обстрел и бомбёжки, нехватка продовольствия и товаров первой необходимости – всё это создавало сложные условия для разработки новых технологий, в частности связанных с трубопроводным транспортом углеводородов. Несмотря на все факторы, тормозящие развитие различных сфер, люди смогли не только выжить, но и сохранить инфраструктуру.

Город уже с первых месяцев осады, а именно с ноября 1941 года, нуждался в поставках топлива, что являлось непосильной задачей для людей по ту сторону блокады. Постоянный вражеский огонь мешал спускать бочки с топливом на баржах в тёплый период или перевозить их по льду во время холодов. Требовался иной путь, путь, который бы смог обеспечить людей Ленинграда топливом, который бы не подвергал опасностям жизни людей с Большой земли, и он был найден.

Идея, выдвинутая инженером-гидротехником, первой в стране женщиной водолазом-глубоководником Ниной Соколовой, не могла остаться в стороне. Мысль была проста, а реализация невероятно сложной – проложить трубопровод под Ладогой в кратчайшие сроки с соблюдением всех технических разработок под бомбёжками и обстрелами врага, который абсолютно ничего не должен был знать об этой задумке, в противном случае, план бы провалился [1].

Проект был грандиозный, подобных которому не было нигде в мире, и в 1942 году 25 апреля вышло постановление Государственного комитета обороны о начале строительства. Срок был поставлен очень жёсткий – пустить топливо по трубопроводу уже к 20 июня, времени было менее двух месяцев. Люди собирали трубы и насосы с разных складов, армия отвечала за поддержку с воздуха и за обеспечение связи. Строительство шло очень быстро, чертежи, которые только недавно были составлены, моментально оказывались в руках дайверов и реализовывались уже ко следующему дню. Спустя 43 дня «Артерия жизни» была достроена [2].



Рис. 1. Схема трубопровода через Ладожское озеро. 1942 год [2]

Трубопровод общей протяжённостью 27 километров по дну озера состоял из секций по 200 метров, которые в свою очередь сваривались, образуя 15 полуторакилометровых плетей. Каждая из двухсотметровых секций была проверена керосином под давлением 3,5 МПа. 26 мая все они были полностью готовы к укладке на дно озера: трубные плети уложены на два понтона, которые находились в начале и в конце полуторакилометрового отрезка магистрали, подготовлен буксир для перевозки всех секций. К сожалению, во время первой попытки перевезти груз на нужную позицию, был сильный шторм, который снёс заднюю часть трубы и опрокинул её в воду. Также важным фактором, из-за которого секция была утеряна, являлось отсутствие второго буксира, он должен был находиться в задней части транспортируемого груза. Утраченные трубы удалось заменить уже на следующий день, и команда сварщиков вновь принялась за работу. Уже через четыре дня прибыл второй катер и работы по укладке возобновились.

17 июня были проведены испытания уже собранного трубопровода. В течение пяти часов в нём поддерживалось давление 1,7 МПа, далее увеличено до 2,2 МПа. В таком режиме магистраль работала весь последующий день. Итоговая пропускная способность же спасительной магистрали составляла, по разным оценкам, от 400 до 600 тонн нефтепродуктов в сутки. За всё время эксплуатации трубопровода было доставлено 47,4 тыс. т различного горючего по трубопроводу диаметром 100 мм [3].

Таблица

Сводная таблица характеристик трубопровода (со времени испытаний до конца эксплуатации) [4]

Наименование величины	Диаметр трубопровода	Толщина стенки трубопровода	Протяжённость по дну озера	Давление при испытании секций трубопровода	Давление при первом испытании трубопровода	Давление при втором испытании трубопровода
Единицы измерения величины	мм		км	МПа		
Значение величины	100	7-8	27	3,5	1,7	2,2

Трубопровод смог не только спасти жизни людей, обеспечивая их постоянным потоком разного топлива, но и стал толчком к развитию различных типов подводных переходов, открыл возможность прокладывать трубопроводы по дну речных и озёрных шельфов. Так как трубопровод был построен очень быстро и имел высокую прочность, которая долго не изменялась с течением времени, стали развиваться новые технологии системы контроля и качества. И конечно же нельзя недооценить вклад этих смелых и сплочённых людей, трудившихся над данным проектом, которых смело можно назвать героями, ведь при всех ожесточающих условиях, они прокладывали магистраль будущего.

Литература

1. Иванов В. «Советская русалка»: как Нина Соколова проложила «дорогу жизни» по дну Ладоги – 2024 [Электронный ресурс]. – URL: <https://histrf.ru/teacher/istoriya-rossii-1914-1945-gody/bitva-za-moskvu-i-blokada->

- leningrada/article/sovietskaia-rusalka-kak-nina-sokolova-prolozhila-doroghu-zhizni-po-dnu-ladoghi?group=title&content=article (дата обращения: 01.03.2025).
- Тростин Е. Магистраль Победы – 2023 [Электронный ресурс]. – URL: <https://историк.рф/journal/post/7023> (дата обращения: 01.03.2025).
 - Коршак А.А. Героические нефтепродуктопроводы //Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2015. – № 2. – С. 52-71.
 - Где, когда и как был построен первый в мире подводный магистральный трубопровод? // Блог // История логистики – 2022 [Электронный ресурс]. – URL: <https://transy.ru/ladozhskiy-truboprovod-istoriya-sozdaniya?ysclid=m716ylk75p412767159> (дата обращения: 01.03.2025).

ИССЛЕДОВАНИЕ И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА ТЕРРИТОРИИ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Арюшкин И.Е.

Научный руководитель доцент Н.А. Антропова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эксплуатация нефтепроводов в современных условиях становится все более актуальным вопросом, особенно с учетом климатических особенностей и характеристик транспортируемых продуктов. Одной из ключевых задач, стоящих перед инженерами, является обеспечение стабильного температурного режима, который необходим для сохранения эффективного функционирования системы. Для обеспечения стабильной работы необходимо создать условия, которые гарантируют должный уровень тепловой изоляции.

В регионах Крайнего Севера широко применяется пенополиуретан – материал с доказанной эффективностью и высокими теплоизоляционными характеристиками, несмотря на его высокую стоимость. Тем не менее, существуют альтернативные теплоизоляционные материалы, такие как пенополистирол и пеностекло, обладающие схожими характеристиками, которые могут оказаться экономически выгоднее. В связи с этим целесообразно рассмотреть возможность применения различных теплоизоляционных материалов для изоляции трубопроводов надземной прокладки в условиях Крайнего Севера.

В качестве модельного объекта выбран нефтепровод «Заполярье – Пурпе», введенный в эксплуатацию в 2017 году. Основные технические характеристики нефтепровода [12] представлены в табл. 1.

Таблица 1

Характеристики нефтепровода «Заполярье – Пурпе»

Протяженность, км	488
Мощность, млн. т/год	45
Давление, МПа	6,3
Диаметр трубопровода, мм	1020

Для надземной прокладки трубопроводов важно выбрать материал с низким коэффициентом теплопроводности, устойчивостью к атмосферным воздействиям и механическим нагрузкам. В данной работе рассматриваются три материала: скорлупы из пенополиуретана (ППУ), пенополистирола (ППС) и пеностекла (ПС) (табл. 2). Все показатели, кроме стоимости и влагостойкости, были взяты из ГОСТ Р 57385-2017 [2].

Таблица 2

Характеристики теплоизоляционных материалов

Характеристика	Пенополиуретан	Пенополистирол	Пеностекло
Коэффициент теплопроводности (λ), Вт/(м·°С)	0,028	0,033	0,05
Группа горючести	Г3	Г4	НГ
Прочность на сжатие при 10% линейной деформации, кПа, не менее	600	500	180
Влагостойкость, % от объема	1 [3]	6 [4]	1,8 [5]
Плотность, кг/м ³	75	45	180
Стоимость, руб./м ³	8262,17 [6]	4136,99 [7]	10000 [8]

Расчет толщины изоляции проведен по [11], показатель теплопотерь – по Мищенко П.В. [6]. Исходные данные для расчета в табл. 3.

Таблица 3

Исходные данные

Плотность теплового потока, Вт/м	100
Температура нефти, °С	60
Температура окружающей среды, °С	-56
Влажность воздуха, %	75

По итогам проведенных вычислений мы получили следующие данные, которые были сведены в табл. 4.

Таблица 4

Результаты расчета

Параметр	Пенополиуретан	Пенополистирол	Пеностекло
Оптимальная толщина теплоизоляционного слоя, мм	136	165	269
Теплопотери, Вт/м ²	23,88	23,2	21,56

Различие в толщине теплоизоляционного слоя связано с разными коэффициентами теплопроводности материалов. ППУ имеет наименьший коэффициент теплопроводности (0,028 Вт/(м·°C)), поэтому требует меньшей толщины для достижения заданного уровня теплозащиты, в то время как пеностекло с более высоким коэффициентом теплопроводности (0,05 Вт/(м·°C)) нуждается в увеличении толщины слоя. Пеностекло обеспечивает минимальные теплопотери за счет своих свойств, что может быть важным фактором при выборе материала.

Несмотря на свои преимущества, пеностекло применяется реже, чем другие утеплители, в первую очередь из-за увеличенной толщины, что в свою очередь ведет к значительным затратам на монтаж теплоизоляционного слоя. Для подтверждения этого необходимо вычислить объем теплоизоляции для каждого материала. В качестве примера рассчитали затраты на теплоизоляционные материалы для 25 километров надземной трубопроводной системы, состоящей из двенадцатиметровых стальных труб с открытыми соединениями для облегчения монтажных операций (табл. 5). Размер одного стыка составляет 0,42 м.

Таблица 5

Затраты на теплоизоляционный материал

Параметры	Пенополиуретан	Пенополистирол	Пеностекло
Объем теплоизоляционного материала, м ³	11914,47	14817,54	262800,00
Затраты на теплоизоляционный материал, млн. руб.	98,44	61,30	262,80

Пенополистирол оказался экономически выгоднее других материалов, демонстрируя схожие показатели теплопотерь и толщины с пенополиуретаном. Однако предпочтение часто отдается последнему благодаря особенностям его структуры и химического состава. Пенополиуретан обладает закрытыми ячейками, которые эффективно препятствуют проникновению влаги [8], в отличие от пенополистирола, имеющего микропоры между гранулами [4]. Длительный контакт с водой увеличивает теплопроводность пенополистирола, что в конечном итоге ведет к росту тепловых потерь в окружающую среду. Использование же пеностекла в качестве теплоизоляционного материала нецелесообразно в плане большего объема и впоследствии приводит к большим тратам на логистику и монтаж.

Таким образом, ППУ является наиболее оптимальным вариантом теплоизоляции нефтепровода, предназначенного для эксплуатации в условиях Крайнего Севера.

Литература

- ГОСТ Р 57385-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительство магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Тепловая изоляция труб и соединительных деталей трубопроводов» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293777/4293777623.pdf>.
- Иванов К. С. Новый изоляционный материал для термостабилизации грунтов // Криосфера Земли. – 2011. – Т. 15. – № 4. – С. 120-122.
- Кочерженко А.В., Марушко М.В., Рябчевский И.С. Пенополиуретановая теплоизоляция с улучшенными эксплуатационными свойствами // Научные технологии и инновации. – 2019. – С. 84-88.
- Манохин П.Е., Шамшурина Е.А. Особенности применения несъемной опалубки из твердого самозатухающего пенополистирола в технологии монолитного строительства // Фотинские чтения. – 2015. – № 2. – С. 177-179.
- Минько Н.И. и др. Пеностекло—современный эффективный неорганический теплоизоляционный материал // Фундаментальные исследования. – 2013. – № 6-4. – С. 849-854.
- Мищенко П.В. Особенности проектирования и строительства нефтепроводов в условиях вечной мерзлоты // Избранные доклады 68-й Университетской научно-технической конференции студентов и молодых ученых. – 2022. – С. 220-223.
- Официальный сайт компании «Термопласт» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://clck.ru/3Gc2ZF>.
- Патент № 2517756 С1 Российская Федерация, МПК C08G 18/12, C08G 18/16, C08G 18/32. Композиция для получения жесткого напыляемого пенополиуретана: № 2012155961/04: заявл. 24.12.2012; опубл. 27.05.2014 / К. Кристоулоус; заявитель АйПи ПОЛИУРЕТАН ТЕХНОЛОДЖИС ЛТД. – EDN ZFOWTR.
- Пенополистирол: свойства и применение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://gradsnab.ru/blog/stroitelstvo/penopolistirol-svoystva-i-primeneniye/?clckid=31dc7875>.
- Сайт Первоуральского завода изоляции труб [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://clck.ru/3Gc2aE>.
- СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293796/4293796604.pdf>.
- Шилин М.А., Шацкая Л.А. Сооружение участка магистрального нефтепровода «ПУРПЕ-ЗАПОЛЯРЬЕ» // Процветание науки. – 2021. – №3 (3). – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sooruzhenie-uchastka-magistralnogo-nefteprovoda-purpe-zapolyarye>.

ВЛИЯНИЕ НЕФТЯНЫХ СМОЛ И ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКИ НА СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ

Вернер А.Н.

Научный руководитель старший научный сотрудник И.В. Прозорова
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Сокращение запасов лёгкой нефти вынуждает нефтяные компании разрабатывать трудноизвлекаемые углеводороды, включая тяжёлые высоковязкие нефти [1]. Высокое содержание смол, асфальтенов и парафинов увеличивает вязкость и температуру застывания нефти, что способствует образованию осадков [2].

Для улучшения реологических свойств нефти применяют депрессорные присадки [3], однако их эффективность зависит от состава нефти и требует индивидуального подбора [4]. В данной работе исследовано влияние смолистых компонентов различного состава на действие депрессорной присадки в парафинистой нефти.

Объектом исследования стала присадка на основе алкилакрилатного сополимера в толуоле (ММ до 8000 а.е.м.). В нефть добавляли смолы СМ₁ и СМ₂, выделенные из парафино-нафтеновой и высокосмолистой нефтей. Температура застывания нефтяной системы изменялась в зависимости от состава и концентрации добавок (табл. 1).

Таблица 1

Влияние концентрации добавок смол на температуру застывания нефти

Концентрация добавки в нефти, % масс.	Температура застывания нефти, °С			
	СМ ₁	СМ ₁ + ПР	СМ ₂	СМ ₂ + ПР
0,0	8,0	3,8	8,0	3,8
0,2	6,0	1,8	3,4	-2,6
0,5	3,2	1,7	4,5	1,3
0,7	2,1	0,5	4,8	3,4
1,0	0,3	-0,5	5,6	3,2
1,5	2,9	1,9	6,2	4,3
2,0	4,9	4,2	7,1	5,7
4,0	5,5	5,3	7,9	7,6

Добавление присадки снижало температуру застывания нефти с 8 до 3,8 °С. При введении 1 % масс. СМ₁ её значение уменьшалось до 0,3 °С, но дальнейшее повышение концентрации смол приводило к росту температуры застывания (до 5,5 °С при 4 % масс.). Минимальное значение температуры застывания (-0,5 °С) зафиксировано при депрессорном действии 1 % масс. СМ₁ и присадки. Однако при добавках 4 % масс. смол эффективность присадки полностью нивелировалась.

При введении 0,2 % масс. СМ₂ температура застывания снижалась до 3,4 °С, а с присадкой — до -2,6 °С. Однако увеличение концентрации СМ₂ также приводило к росту температуры застывания. При 4 % масс. значения температуры застывания с присадкой и без неё (7,9 и 7,6 °С) были сопоставимы с исходной нефтью.

Вязкость — ещё один важный параметр реологии нефти. Минимальные её значения зафиксированы при 1 % масс. СМ₁ с присадкой (рис., 1, а). Дальнейшее увеличение концентрации снижало эффективность депрессорного эффекта. Аналогичная тенденция наблюдалась при использовании СМ₂ (рис. 1, б). В целом СМ₁ способствовали более значительному снижению вязкости (рис. 2).

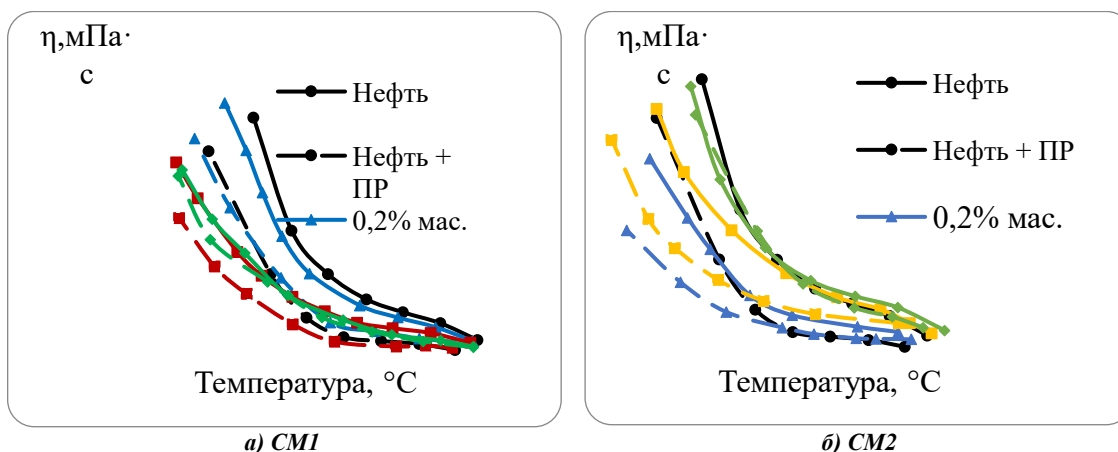
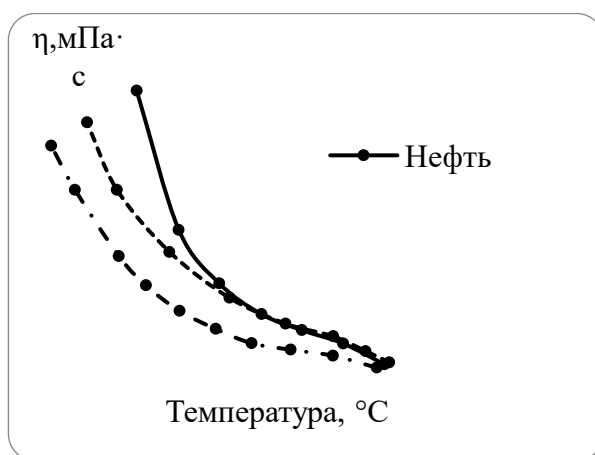


Рис. 1. Влияние концентрации добавок смол на вязкость нефти в присутствии присадки

Рис. 2. Влияние СМ₁ и СМ₂ на вязкость нефти

В таблице 2 приведены спектральные коэффициенты и поверхностное натяжение толуольных растворов смол. Значения поверхностного натяжения СМ₂ ниже чем у СМ₁. Образец СМ₂ содержит почти в два раза больше ароматических структур D₁₆₁₀/D₁₄₆₅, в 1,5 раза карбонильных D₁₇₁₀/D₁₄₆₅ и сульфоксидных групп D₁₀₃₀/D₁₄₆₅ по сравнению с СМ₁. Смолы СМ₁ характеризуются более высоким содержанием полизамещенных ароматических структур D₈₁₈/D₁₆₁₀ и снижением количества гетероатомных функциональных групп.

Таблица 2

Спектральные коэффициенты и поверхностное натяжение добавок СМ₁ и СМ₂

Спектральные коэффициенты	СМ ₁	СМ ₂
D ₁₆₁₀ /D ₁₄₆₅	0,24	0,44
D ₈₁₈ /D ₁₆₁₀	0,63	0,48
D ₇₅₀ /D ₇₂₅	1,08	1,33
D ₁₇₁₀ /D ₁₄₆₅	0,29	0,45
D ₁₀₃₀ /D ₁₄₆₅	0,26	0,36
D ₇₂₀₊₁₃₈₀ /D ₁₆₀₀	2,35	2,31
Поверхностное натяжение, σ, мН/м	24,3	23,3

Таким образом, влияние нефтяных смол на реологические свойства нефти и эффективность депрессорных присадок существенно зависит от их состава. Смолы с высокой долей полизамещенных ароматических структур демонстрируют лучшую совместимость с полиалкилметакрилатной присадкой.

Работа выполнена в рамках Государственного задания ФГБУН Института химии нефти СО РАН при финансовой поддержке МИНОБНАУКИ РФ.

Литература

1. Torres Diaz J. Mobility and Viscosity Enhancement of Fluids in Heavy & Extra-Heavy Oil Sandstone Reservoirs / J. Torres Diaz, G. Guillot Merchand, L. Gallegos Rodriguez, E.A. Juarez Portillo // Conference materials ADIPEC – 2024. Pb 1-9. DOI: 10.2118/222054-MS
2. Xi Z. Inhibition of Wax Crystallization and Asphaltene Deposition by Star Poly (Octadecyl Acrylate-Styrene) (POA-St) for African Crude Oil / Z. Xi, X. Zhang, C. Yang, J. Xu // Applied Polymer – 2024. – P. 1-10. DOI: 10.1002/app.56793
3. Perna I. Novel Optical Methodology Unveils the Impact of a Polymeric Pour-Point Depressant on the Phase Morphology of Waxy Crude Oils / I. Perna, R. Ferraro, C. Carillo, S. Coppola, S. Caserta // Polymers – 2024. – P. 1-15. DOI: 10.3390/polym16131933
4. Левченко Г.Е. Современное состояние вопроса применения присадок при подготовке нефти к транспортированию / Г.Е. Левченко, Л.Г. Лунькова, В. Н. Грамм-Осипова // Энергетика и рациональное природопользование – 2020. С 5-13.

ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

Жукова М.П.,¹ Смирнова Е.Ю.², Волкова Г.И.^{1,2}

Научный руководитель доцент, с.н.с. Г.И. Волкова^{1,2}

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

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

С середины XX века и по настоящее время для увеличения нефтеотдачи активно используется метод заводнения, который характеризуется не только проверенной временем эффективностью, но и экономичностью в виду доступности воды. Однако в результате дополнительной закачки воды в пласт и последующего ее перемешивания с нефтью на различных этапах добычи происходит образование устойчивых водонефтяных эмульсий [1]. Впоследствии это приводит к серьезным проблемам при транспорте, хранении и переработке добытого сырья, таким как коррозия внутренней поверхности трубопроводов и нефтеперерабатывающего оборудования из-за содержащихся в пластовой воде ионов органических и неорганических кислот, уменьшение эффективного диаметра нефтетрубопроводов ввиду образования на их стенках асфальтосмолопарафиновых отложений, увеличение вязкости и температуры застывания нефти и др [2]. Ультразвуковая обработка активно используется в нефтехимической промышленности для самых различных целей, включая борьбу с образованием водонефтяных эмульсий. Более того, изучения вопроса о ее эффективном применении на фоне проблемы истощения запасов легких нефтей важен как никогда, поскольку широко используемые традиционные методы расслоения эмульсий не только не показывают аналогичной эффективности при переходе к тяжелым нефтям, но также и оказываются достаточно экономически затратными.

Целью данной работы является исследование влияния интенсивности и продолжительности воздействия ультразвуковой обработки на устойчивость водонефтяной эмульсии.

Объектом исследования выбрана устойчивая 30 % мас. водонефтяная эмульсия тяжелой нефти. Для приготовления использовали нефть со следующими физическими характеристиками: плотность – 873 кг/м³, вязкость – 58 мм²/с (температура 20 °С, скорость сдвига 4 с⁻¹), температура застывания – плюс 8,8 °С.

Готовили водонефтяную эмульсию в течение 10 мин с использованием верхнеприводного перемешивающего устройства ЕС 8300D, при скорости перемешивания 1500 об/мин. В роли дисперсной фазы выступила дистиллированная вода. После приготовления эмульсию сразу обрабатывали с использованием ультразвукового диспергатора UD-20 (частота – 22 кГц, интенсивность поля, измеренная калориметрическим методом в дистиллированной воде – 6 Вт/см²). Обработку водонефтяной эмульсии проводили при комнатной температуре в различных импульсных режимах. Варьировали как время циклов (5 с – работа и 5 с – пауза, 10 с – работа и 10 с – пауза), так и их количество – 5 или 10. Для удобства ввели следующие обозначения: 5х(5+5) (5 циклов с 5 с работы и 5 с паузы), 5х(10+10), 10х(5+5). Седиментационную устойчивость эмульсий оценивали с использованием метода «bottle-test» при температурах 20 и 50 °С. Мониторинг процесса расслоения проводили в течение 48 ч.

По результатам тестов оказалось, что эмульсии (как исходная, так и обработанные при различных режимах) не расслаиваются при комнатной температуре в течение 48 ч. При этом аналогичное тестирование с дополнительным термостатированием образцов при 50 °С привело к формированию четко выраженного водного слоя во всех образцах уже через 1 ч после его начала (рис. 1). По результатам дальнейших наблюдений было установлено, что наибольшее количество воды отделилось в эмульсии, обработанной ультразвуком в импульсном режиме 5х(5+5) (рис. 2).



Рис. 1. Фотография эмульсий, термостатированных при 50 °С в течение 1 ч

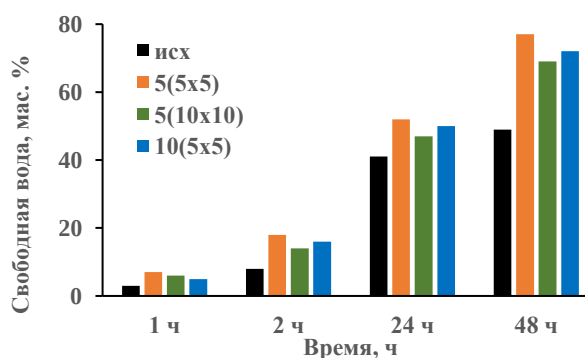


Рис. 2. Динамика выделения свободной воды в эмульсиях

После приготовления эмульсии и обработки ультразвуком исследовали их микроструктуру методом оптической микроскопии с использованием микроскопа Axio Lab.A1 (Carl Zeiss) в проходящем свете при увеличении в 400 раз и строили кривые распределения капель воды по размерам на основании обработки 300 и более капель воды (рис. 3, 4).

По результатам дисперсионного анализа (табл.1) в эмульсии, обработанной ультразвуком в импульсном режиме 5х(5+5), степень дисперсности капель воды практически не изменилась, по сравнению с исходной эмульсией. Максимальная дисперсность капель воды наблюдается для эмульсии, обработанной в режиме 10х(5+5), а максимум распределения капель воды сдвигается в область более мелких частиц на 1,5 мкм относительно исходной эмульсии (рис. 4).

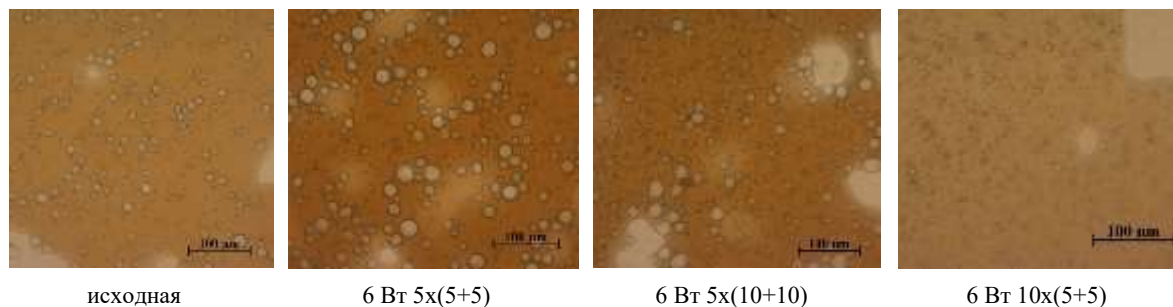


Рис. 3. Микрофотографии водонефтяных эмульсий до и после ультразвуковой обработки в различных режимах

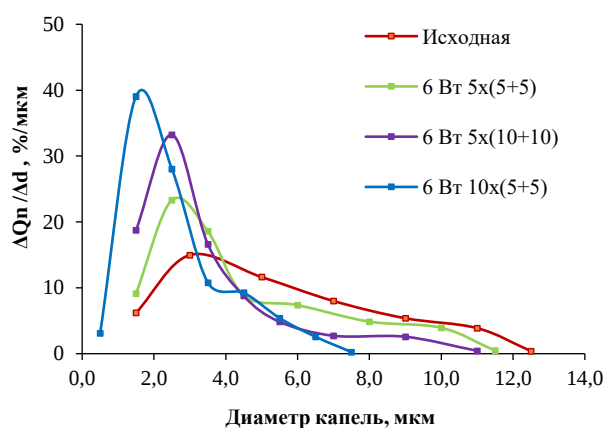


Рис. 4. Статистическое распределение капель воды по размерам в 30 % мас. водонефтяной эмульсии, обработанной ультразвуком в различных импульсных режимах

Таблица

Результаты проведения дисперсионного анализа эмульсий

Режим	Средний размер частиц, мкм	Дисперсность, мкм ⁻¹	Максимум распределения, мкм	Смещение максимума относительно исх. эмульсии, мкм
Исх. эмульсия	5,6	0,18	3	-
5х(10+10)	3,9	0,26	2,5	- 0,5
5х(5+5)	4,8	0,2	2,5	- 0,5
10х(5+5)	2,7	0,4	1,5	-1,5

Таким образом, исходная и обработанные ультразвуком эмульсии оказались устойчивыми при комнатной температуре. Дополнительное термостатирование исследуемых эмульсий при 50 °С привело к выделению свободной воды, а максимальный объем, отслоившийся воды в течение всего периода мониторинга наблюдался после импульсной обработки в режиме 5 х (5+5).

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.

Литература

- Хрисониди В. А. Современные методы разрушения водонефтяных эмульсий // The Scientific Heritage. — 2020. — № 50-3. — С. 38-41.
- Маркин А. Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство /А. Н. Маркин, Р. Э. Низамов, С. В. Суховеров – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.

ВЛИЯНИЕ СОСТАВА РАСТВОРОВ СОЛЕЙ НА ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ ОБРАЗОВАНИИ ЕГО ГИДРАТОВ

Иванов В.К., Калачева Л.П., Портнягин А.С., Соловьева С.А., Иванова И.К., Бубнова А.Р.

Научный руководитель к.х.н. Л.П. Калачева

Федеральный исследовательский центр «Якутский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук» – обособленное подразделение Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения Российской академии наук, г. Якутск, Россия

Хранение газа в гидратном состоянии является перспективным для энергетики и создания подземных хранилищ, так как гидраты обеспечивают высокую плотность хранения газа [4, 5]. Одним из ключевых преимуществ этого метода является высокая плотность хранения газа в гидратной форме, поскольку в таком состоянии его объем значительно уменьшается по сравнению со свободным газом при тех же термодинамических условиях. Для повышения эффективности гидратообразования необходимо создать условия, обеспечивающие максимальную удельную поверхность контакта между газом и жидкостью. Оптимальные условия могут быть реализованы в пористых коллекторах при соответствующих термодинамических параметрах. В Восточной Сибири геологические структуры, такие как подмерзлотные водоносные горизонты и выработанные газовые месторождения, имеют подходящие условия для осуществления процессов гидратообразования природного газа. Низкие пластовые температуры обусловлены тем, что рассматриваемый регион входит в область распространения многолетнемерзлых пород (ММП). Генетический тип пластовых вод месторождений Восточной Сибири является хлоридно-кальциевым и их минерализация может достигать 400 г/л [2]. Несмотря на выраженные ингибирующие свойства таких пластовых вод, процесс гидратообразования вероятно будет протекать в призабойной зоне пласта благодаря аномально низким температурам, а также из-за теплообмена с мерзлыми горными породами, температура ствола скважины будет соответствовать условиям начала образования гидратов, что является нежелательным.

В работе были использованы 10 % мас. растворы хлорида натрия и хлорида кальция. Данная концентрация соответствует минерализации пластовых вод большинства месторождений Восточной Сибири. Компонентный состав исходного природного газа (ПГ) и газов, выделяющихся из гидратов, анализировали методом газо-адсорбционной хроматографии (табл. 1).

Газовые гидраты получали в автоклавах высокого давления. Для соответствия термобарическим условиям в исследуемых геологических структурах Восточной Сибири, образование гидратов проводилось при следующих условиях: $T = 278,15 \text{ К}$, $P = 8 \text{ МПа}$. Разложение полученных газовых гидратов осуществлялось при комнатной температуре и при атмосферном давлении. Объемы газов при разложении составили 14,3; 5,4 и 2,1 л для воды, 10 % растворов NaCl и CaCl₂, соответственно.

Анализ изменения состава газовой фазы при гидратообразовании (таблице 1 и 2), показал, что в гидрате произошло существенное перераспределение углеводородных и неуглеводородных компонентов природного газа по сравнению с исходным газом. Отмечено концентрирование в полученных гидратах, углеводородов C₂ и выше. Данное явление объясняется различием давлений диссоциаций гидратов индивидуальных газов. Чем ниже давление диссоциации, тем выше гидратообразующая способность углеводородов (табл. 3) [3, 1]. При этом содержание метана в образовавшихся гидратах ниже, чем в исходном природном газе, поскольку его гидратообразование требует более высокого давления ($P_{\text{гидр}}$) по сравнению с исходным природным газом, использованном для гидратообразования.

Таблица 1

Содержание компонентов природного газа и газов в гидратах, полученных в воде и растворах солей

Компонент	Содержание, % мол.			
	ПГ	Состав газа в гидратах		
		вода	10 % раствор NaCl	10 % раствор CaCl ₂
Метан	92,7	78,46	70,50	63,53
Этан	5,24	13,79	16,28	19,95
Пропан	1,21	6,195	11,62	14,2
Изобутан	0,10	0,375	1,07	1,245
н-бутан	0,12	0,245	0,25	0,62
Углекислый газ	0,05	0,09	0	0,045
Азот	0,58	0,845	0,28	0,41
М, г/моль	17,25	20,05	22,12	23,61
Относительная плотность	0,596	0,691	0,763	0,814

Таблица 2

Перераспределение компонентов природного газа при образовании его гидратов в воде и растворах солей

Компонент	Содержание в гидрате/содержание в природном газе		
	Вода	10 % раствор NaCl	10 % раствор CaCl ₂
изо-C ₄ H ₁₀	3,75	10,7	12,45
C ₃ H ₈	5,12	9,60	11,74
C ₂ H ₆	2,63	3,11	3,81
н-C ₄ H ₁₀	2,04	2,08	5,17
CH ₄	0,85	0,76	0,69

Таблица 3

Равновесные параметры гидратообразования индивидуальных газов в воде

Компонент	изо-С ₄ H ₁₀	С ₃ H ₈	С ₂ H ₆	Природный газ	СН ₄
T, К	275,03*	278	278	278	278
P _{гидр} , МПа	0,167	0,51	0,92	1,94	4,26

* Верхняя квадрупольная точка Q₂ (изо-С₄H₁₀-жидкая вода-жидкий изобутан-гидрат)

Из таблицы 2 следует, что химический состав растворов солей оказывает влияние на состав газа, заключенного в гидратах. В частности, содержание алканов С₂-С₄ в гидратах увеличивается в следующем порядке: вода < раствор NaCl < раствор CaCl₂. Поскольку используемые в экспериментах соли содержат одинаковые анионы, можно предположить, что именно тип катиона оказывает влияние на селективность включения компонентов природного газа в гидратную структуру. Этот вывод указывает на необходимость рассмотрения механизмов влияния различных катионов и анионов на процессы образования газовых гидратов для дальнейших работ.

Работа выполнена в рамках Госзадания Минобрнауки РФ (Рег. №122011100157-5) с использованием научного оборудования ЦКП ФИЦ ЯНЦ СО РАН.

Литература

1. Газовые гидраты [Текст]: монография / С.Ш. Бык, Ю.Ф. Макогон, В.И. Фомина. – М.: Недра, 1980. – 296 с.
2. Зорькин Л.М. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР. Справочник. – 1989.
3. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. – Открытое акционерное общество "Издательство" Недра", 1992.
4. Кузнецов Ф.А., Истомин В.А., Родионова Т.В. Газовые гидраты: исторический экскурс, современное состояние, перспективы исследований // Российский химический журнал. – 2003. – Т. 47. – № 3. – С. 5-18.
5. Veluswamy H.P. et al. A review of solidified natural gas (SNG) technology for gas storage via clathrate hydrates // Applied Energy. – 2018. – Т. 216. – С. 262-285.

КОНЦЕПЦИЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ В ГОДЫ ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЫ

Марченко Д.А.

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В годы Великой Отечественной войны складывалась острая потребность в нефтепродуктах для нужд фронта. Особой востребованностью пользовались автомобильные бензины [1]. По данным Федеральной службы статистики Российской Федерации СССР с начала второй мировой войны снизила темпы добычи нефти и газа и смогла восстановить прежние объемы по нефти только в 1949, а по газу в 1946 году.

Вся тяжелая наступательная техника, авиатехника, трактора и остальные грузовые автомобили остро нуждались в топливе, которое СССР не могло обеспечивать в полном объеме. Страны союзники поставляли большое количество нефтепродуктов, так поставки из США, Канады и Великобритании транспортировали около 2,6 млн тонн (1,2 млн тонн – высокооктановые продукты переработки). Конечно, Советский Союз тоже производил топливо, но авиационного горючего не хватало в тех объемах, которые требовались для иностранной техники [2].

Общее потребление нефтепродуктов в СССР в военные годы оценивается примерно в 30–35 млн тонн. Доля поставок союзников составляла примерно 7–10 % от общего потребления нефтепродуктов СССР во время войны. Однако важно учитывать, что ключевыми были поставки высокооктанового авиационного бензина, без которого советская авиация испытывала бы серьезные затруднения. В этом сегменте зависимость СССР от ленд-лиза была выше, и поставки могли составлять до 50–70 % потребностей в высокооктановом бензине [3].

Для обеспечения экономической и топливной безопасности Советскому союзу была необходима разработка и строительство новых трубопроводов как дешевый, быстрый и безопасный способ перемещения большого количества сырья на протяженные участки. Так, в 1942 году был построен трубопровод по дну Ладожского озера (рис. 1), используя для этого трубы нефтебазы «Красный нефтяник». Именно данная нефтебаза обеспечила строительство трубами, предназначенных для насосной эксплуатации скважин и резервуаров. В результате запуска трубопровода был получен первый опыт в стране, который использовался в будущем, по последовательной перекачке нефтепродуктов. Объем перекачки в период блокады города составил 30 % от всего полученного горючего. В 1943 году из-за подъема воды в Ладожском озере трубопровод был перемещен, что увеличило его длину. Трубопровод успешно эксплуатировался 20 месяцев, доставив в Балтийский район 47,4 тыс. т горючего [4].

В 1942 году началось активное строительство трубопроводов, которые обеспечивали круглосуточную подачу топлива. В результате уничтожения переправ через реки Ока и Волхов снабжение топливом было затруднено, именно поэтому были построены схожие по своему устройству нефтепродуктопроводы, которые смогли снабдить армию для дальнейшего ведения боевых действий.

В 1943 году с апреля по ноябрь был построен нефтепродуктопровод из Астрахани в Саратов (рис. 2). Протяженность составила 655 км, а комплектующие для строительства были получены путем демонтажа труб из трубопровода Баку – Батуми, некоторая часть Грозный – Туапсе и 60-километровый участок Кош – Армавир. Суточная норма для трубопровода составляла 2 кубометра. Несмотря на короткие сроки строительства данный нефтепровод находился в эксплуатации еще 20 лет [5].

3. Коршак А.А. Героические нефтепродуктопроводы // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2015.– № 2. – С. 52-71.
4. Рябцев А.Г., Голунов Н.Н. Энергия великой Победы // Памяти павших будьте достойны! – Волгоград, 2021.– С. 128-133.
5. Михайлов В.В., Фахретдинов Д.Х., Трусов А.Ю. Обеспечение горюче-смазочными материалами // Роль службы горючего в годы Великой Отечественной войны. – № 3 (39) – 2016. – С. 82-86.
6. Не постоявшие за ценой // Транснефть – Порт Кузьмино. – 2023 [Электронный ресурс]. – URL: <https://kozmino.transneft.ru/media-center/corporate-media/magazine/May-2023/ne-postoyavshie-za-tsenoy/> (дата обращения: 01.03.2025).
7. Единственная в СССР женщина-водолаз // dzen.ru. – 2020 [Электронный ресурс]. URL: <https://dzen.ru/a/X9-oJcglJ2APJ0o7> (дата обращения: 01.03.2025).
8. Нефтепровод // Gufo.me. – 2025 [Электронный ресурс]. URL: <https://gufo.me/dict/bse/Нефтепровод> (дата обращения: 01.03.2025).
9. Подводный «Плутон» // neftianka.ru. – 2022 [Электронный ресурс]. URL: <http://neftianka.ru/podvodnyj-pluton/#:~:text=Одним%20из%20самых%20впечатляющих%20проектов,войск%20после%20их%20высадки%20в> (дата обращения: 02.03.2025).

ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ УСТОЙЧИВОГО ПОЛОЖЕНИЯ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА И ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ ГРУНТОВ ОСНОВАНИЙ В УСЛОВИЯХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛОГО ГРУНТА

Минченко И.

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В эпоху глобального потепления мерзлое состояние грунтов в зонах распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ) находится под угрозой. Процесс оттаивания данных грунтов может вести за собой разрушительные последствия как для экосистем, так и для технологической инфраструктуры, в том числе для подземного трубопровода [1]. В связи с данными обстоятельствами перед индустрией стоит задача по разработке, модификации и применению уже существующих технических решений, способствующих безопасной и долговечной эксплуатации подземных трубопроводов, одним из таких решений является термостабилизация грунтов оснований.

Для термостабилизации грунта и трубопровода, залегающего в нем, используют теплоизоляционные покрытия для труб, и при необходимости, специальные устройства, такие как термостабилизаторы грунта (ТСГ).

В современной практике редко используются термостабилизаторы грунта, так как зачастую хватает и того эффекта, который приносит теплоизоляция, но ввиду все большего оттаивания стоит задуматься о том необходимый для безопасной эксплуатации ореол оттаивания будет увеличиваться с каждым годом, и сам процесс оттаивания будет ускоряться, в процессе глобального потепления, из-за чего потребность в них будет возрастать.

Для того чтобы заложить наиболее эффективное техническое решение в проект, необходимы точные инженерные расчеты, для проведения теплотехнических расчетов используются специальные программные комплексы. Современные проектирующие организации используют для таких целей Frost3D [2]. Расчеты для обоснования эффективности тех или иных технических решений в данной работе были проведены именно в этой программе.

Был смоделирован гипотетический трубопровод, характеристики которого представлены в табл. 1.

Таблица 1

Характеристики трубопровода

Диаметр, мм	426
Толщина стенки, мм	9
Давление, МПа	4
Температура перекачиваемой среды, °С	47

В случае, когда есть необходимость в уменьшении ореола оттаивания всегда используется теплоизоляция грунта, из-за чего будет также оценена эффективность различных теплоизолирующих материалов, характеристики которых представлены в табл.2 [3].

Таблица 2

Сравнение характеристик

Характеристика	Пенополистерол	Пенополимерминерал	Пенополиуретан	Пенополиэтилен
Теплопроводность, Вт/(м·°С)	0,032	0,044	0,029	0,033
Группа горючести	Г3-Г4	Г2	Г2-Г4	Г3-Г4
Температура применений, °С	600	500	180	

Также для построения условий для расчета, было представлено, что географически трубопровод залегает в регионе Крайнего Севера, поэтому для задания климатических условий были использованы данные с метеостанции

СЕКЦИЯ 7. ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА

Губкинский, расположенной в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО). Климат в ЯНАО характерен суровой зимой, которая длится большую часть года от 6 до 8 месяцев с длительными морозами и холодным летом, также именно в данном регионе распространены ММГ.

Характеристики грунта, заданного в модели представлены в табл. 3, 4, 5.

Таблица 3

Мощность геологических слоев

	Мощность геологического слоя, м
Название геологического слоя	Скв. 1
ИГЭ-1	1,5
ИГЭ-2	3,0
ИГЭ-3	14,0

Таблица 4

Свойства грунта

Наименование показателя	Ед. измер.	ИГЭ-1 Супесь	ИГЭ-2 Суглинок	ИГЭ-3 Песок
Суммарная влажность	д. ед.	0,19	0,28	0,2
Плотность грунта в сухом состоянии	г / см ³	1,64	1,29	1,77
Температура начала замерзания	С	-0,15	-0,22	-0,15
Льдистость за счет ледяных включений, т. е. линз и прослоек	д. ед.	—	0,1	—
Суммарная льдистость	д. ед.	—	0,3	0,334

Таблица 5

Температурное распределение

Глубина, м	Температура, °С
0	0,72
1	0,24
2	-0,42
3	-0,4
4	-0,38
5-6	-0,36
7-10	-0,35
11-14	-0,34

В первых 4-х итерациях были рассчитаны ореолы оттаивания и осадка грунта в теплоизоляции, по 1-й итерации на каждый материал. В ходе расчетов было выяснено что наименьшая осадка вышла, при использовании пенополиуретана, и составила 0,75 м. Для дальнейших расчетов с использованием ТСГ, теплообмен рассчитывался с учетом того, что трубопровод изолирован именно пенополиуретаном.

Было предположено, что наклоненный по отношению к горизонту ТСГ будет эффективнее охлаждать грунт основание, поэтому расчет был разбит на 9 итераций, в которых, по нарастающей, к углу относительно горизонта прибавлялось по 5 градусов. Максимальный угол наклона ТСГ составил 45°, и показал наибольшую эффективность, в поддержании мерзлого состояния.

Из данных расчетов следует вывод что наклон ТСГ по отношению к горизонту увеличивает эффективность его работы, что позволяет, при надобности, монтировать данные устройства под углом к горизонту. Также для дальнейших исследований, стоит рассмотреть вопрос о влиянии на эффективность работы ТСГ угла наклона, а именно влияния атмосферных условий.

Литература

1. Вечная мерзлота [Электронный ресурс] – URL: <https://nornickel.ru/sustainability/climate-change/permafrost/> (дата обращения 19.09.2024). – Текст: электронный.
2. Как измерить состояние вечной мерзлоты и успеть адаптироваться к разрушительным последствиям ее таяния? [Электронный ресурс] – URL: <https://ecosphere.press/2023/05/29/vechnaya-merzlota-taet-kak-izmerit-ee-sostoyanie-i-adaptirovatsya-k-razrushitelnyim-posledstviyam/> (дата обращения 19.09.2024) – Текст : электронный.
3. Frost3D [Электронный ресурс] // URL: <https://frost3d.ru/>.
4. СП 86.13330.2022 Магистральные трубопроводы. 2022. – 97 с.
5. ТУ 3642-007-54098700-2012 Термостабилизаторы ТК32. – Тюмень. – ООО НПО «Фундаментстройаркос», 2012. – 44 с.
6. СП 25.13330.2020 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. – 2020. – 97 с.

7. Мищенко П.В. Особенности проектирования и строительства нефтепроводов в условиях вечной мерзлоты / П.В. Мищенко // Избранные доклады 68-й Университетской научно-технической конференции студентов и молодых ученых, Томск, 19–23 апреля 2022 года. – Томск: Томский государственный архитектурно-строительный университет, 2022. – С. 220-223. – EDN ZLWDLM.
8. Индивидуальный термостабилизатор «ФУНДАМЕНТСТРОЙАРКОС» [Электронный ресурс] // URL: https://www.pro-fsa.ru/sites/default/files/individualnyy_termostabilizator.pdf.
9. ГОСТ Р 57385-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительство магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Тепловая изоляция труб и соединительных деталей трубопроводов» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293777/4293777623.pdf>.
10. СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293796/4293796604.pdf>.

ОПТИМАЛЬНОЕ АРМИРОВАНИЕ ГИБКИХ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ ДЛЯ ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ

Поспелов А.С.

Научный руководитель доцент М.С. Павлов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Существующие материалы, применяемые для изготовления технологических и магистральных трубопроводов, с появлением полимеров перестают быть конкурентоспособными. Так сталь в глазах большинства заказчиков становится все менее выгодным решением. Связано это с тем, что некоторые месторождения на территории РФ содержат в составе пластовых нефти и газа коррозионно-активные вещества и воду. Применение в таких условиях стальных труб приводит к различного рода повреждениям уже спустя 4-5 лет. Чтобы этого не допустить необходимо применять активные и пассивные средства защиты от коррозии в совокупности с ингибиторами, что приводит к увеличению общей стоимости владения трубой. Активно ведутся разработки новых материалов, которые были бы просты в изготовлении, экономичны и устойчивы к воздействиям коррозионно-агрессивных сред. Одним из таких материалов могут стать высокомолекулярные соединения – полимеры, исследования которых по вариантам возможного применения значительно ускорились. Основным недостаток полимерных труб по сравнению со стальными – низкая прочность и более высокая стоимость производства. Некоторые разработанные полимеры по прочностным характеристикам практически достигли уровня стали благодаря комбинированию полимеров с другими материалами и как следствие производство таких труб становится более рентабельным, а сами трубы демонстрируют более высокую эффективность в сравнении со стальными изделиями.

В данной работе рассматривается применение гибких полимерных армированных труб (ГПАТ) для водоснабжения и пожаротушения, трубопроводов водоотведения и конденсатоотводчиков, а также на объектах обустройства нефтяных и газовых месторождений для непосредственного транспорта флюидов. ГПАТ обладают повышенной устойчивостью к коррозионно-агрессивным средам, а также необходимой прочностью. Помимо устойчивости к коррозии, имеется возможность выпуска ГПАТ более длинными и легкими отрезками чем стальные трубы, что значительно снижает затраты на СМР, а также с учетом того, что ГПАТ достаточно гибкие их транспортировка осуществляется в бухтах, что упрощает и ускоряет доставку труб на объекты. Механические характеристики ГПАТ определяются выбором материалов для слоёв и схемы армирования. При этом для трубопроводов, работающих в условиях Крайнего Севера обоснование такого выбора должно выполняться особенно тщательно, так как полимерные изделия проявляют высокую чувствительность к изменениям температуры.

Основной целью работы является повышение эффективности применения гибких полимерных армированных труб путем обоснования оптимальной схемы армирования для применения в условиях Крайнего Севера. Требуется не только разработать рабочую схему, но и оптимизировать ее с точки зрения стоимости, ресурсоэффективности и долговечности, чтобы обеспечить максимальную эффективность применения труб в данных условиях. Определена максимальная низкая температура окружающей среды – -60°C , ниже которой применение полимерных труб в данный момент не представляется возможным. Максимальная рабочая температура перекачиваемой среды принята до 95°C , с возможным кратковременным повышением температуры не более чем до 120°C .

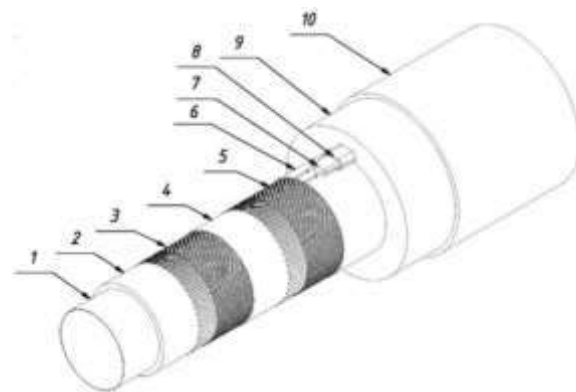


Рис. 1. Пример конструкции гибкой полимерной армированной трубы: 1 – барьерный и адгезионные слои (опционально); 2 – внутренняя оболочка; 3, 5 – армирующий слой; 4 – разделительный слой (опционально); 6 – наружная оболочка; 7 – токопроводящие жилы и/или оптоволоконный кабель (опционально); 8 – кабель-канал (опционально); 9 – теплоизоляционный слой (опционально); 10 – защитная оболочка (опционально)

ГПАТ представляет собой трубу, состоящую из нескольких слоев (рис. 1): внутренний полимерный слой (лайнер) (2), наружный слой (6) и армирующий слой (3,5), являющийся основой трубы, и позволяющий повысить прочностные характеристики, заодно уменьшив коэффициент термического расширения. В зависимости от условий эксплуатации, вида перекачиваемой среды, возможно внесение в конструкцию ГПАТ дополнительных слоев таких, как барьерный слой (1), предназначенный для предотвращения диффузии газа при перекачке газовой среды, адгезионный слой, позволяющий скрепить барьерный слой и лайнер. Существует два основных полимера, применяемых для изготовления труб: полипропилен и полиэтилен. Полипропилен более устойчив к нагреву, но охрупчивается при менее низких температурах чем полиэтилен. Способы поддержания температурного режима на трубопроводах являются теплоизоляция и электрообогрев (7,8). Более эффективным в условиях Крайнего Севера является полиэтилен и его модификации, например, PE-RT – полиэтилен с повышенной термостойкостью, согласно ГОСТ 59834-2021 [3] допускается применять специальные термостойкие полимеры для внутренней оболочки ГПАТ, например, полифениленсульфид (PFS) может эксплуатироваться при температуре 240–260 °С и выдерживать кратковременный нагрев до 270 °С или полиэфирэфиркетон (РЕЕК) – тугоплавкий конструкционный термопласт с возможной температурой эксплуатации от -70 до 230 °С и кратковременным нагревом до 300 °С.

Существуют несколько возможных способов армирования, которые были разработаны относительно недавно и с каждым днем проходят стадии испытаний и доработок. Так существуют две технологии производства ГПАТ: RTP (Reinforced Thermoplastic Pipe) и TCP (Thermoplastic composite pipes).

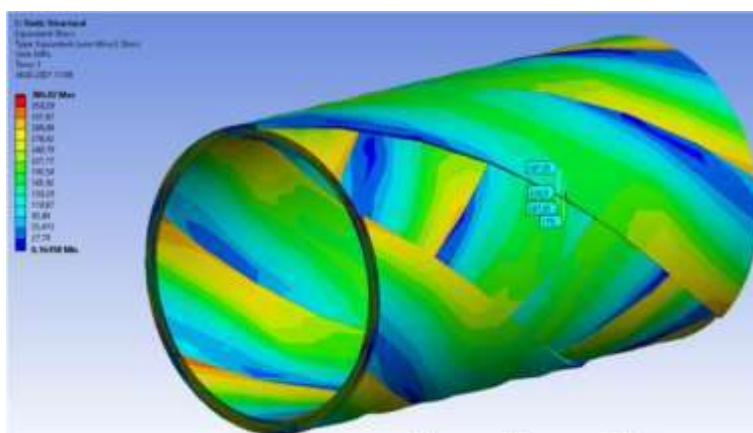


Рис. 2. Расчет модели одного из возможных вариантов намотки армирующего слоя

Технология RTP подразумевает, что армирующий слой не связан с полимерными внутренним (лайнером) и внешним (защитным). В качестве материала применяются чаще всего стальные либо алюминиевые пластины. Пластины могут быть как сплошными, так и перфорированными. Основной недостаток металлополимерных труб заключается в том, что слои могут перемещаться относительно друг друга. На сегодняшний день имеются данные о том, что через полимерные слои может диффундировать газ, в результате чего возможно образование газовых карманов и концентраторов напряжений. В результате накопления агрессивных сред есть риск возникновения коррозии.

Технология TCP основана на связывании слоев полимера и армирующего материала. В качестве материала армирования используются однонаправленные термопластичные UD (UniDirectional) ленты, состоящие из сплошного слоя арамидных, углеродных или базальтовых нитей, стекловолокна, а также стального корда для высоких давлений. В данном случае при использовании стальных материалов не происходит коррозии, т. к. при спекании слоёв конструкции образуется гомогенный композит, что при диффузии газа препятствует образованию газовых карманов. Данная технология армирования является предпочтительной, так как ГПАТ, произведенные по ней, обладают повышенной прочностью, надежностью и гибкостью, а также трубы обладают меньшим весом по сравнению с трубами, изготовленными по технологии RTP.

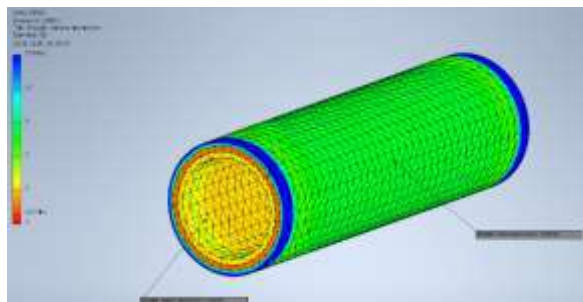


Рис. 3. Пример выполненного расчета ГПАТ методом конечных элементов.

Существующая нормативная документация по применению ГПАТ не дает возможность провести стандартный расчет, как для стальных труб. Отсутствуют типовые формулы для расчета ГПАТ, а также сама конструкция является нестандартной и достаточно сложной, например, схем возможного армирования, которые могут подходить для заданных условий, может быть несколько, так у UD лент (Рис.2) имеется широкий спектр возможных вариантов обмоток с различной шириной, шагом ленты, углом наклона и итоговым количеством слоев. Для металлического армирования необходимо правильно подобрать адгезионный слой, чтобы исключить взаимное

перемещение слоев. Все это приводит к тому, что необходимо применять численное моделирование в специализированном программном обеспечении, в составе которых имеются решатели, позволяющие проводить исследование методом конечных элементов (рис. 3).

Литература

1. Ивашкин П.Б. Перспективы применения гибких труб из термопластов, армированных нитями, для промысловых трубопроводов // Промысловые трубопроводы. Механизированная добыча нефти. Строительство и ремонт скважин. Наземная инфраструктура. – 2021. – № 10/2020. – С. 24–28.
2. ГОСТ 31443-2012 Трубы стальные для промысловых трубопроводов. Технические условия. – Введ. 01.01.2014. – Москва: Стандартинформ, 2013 – 85 с.
3. ГОСТ 59834-2021. Промысловые трубопроводы. Трубы гибкие полимерные армированные и соединительные детали к ним. Общие технические условия. – Введ. 03.01.2022. – Москва: Стандартинформ, 2021 – 54 с.
4. ИСО/ТР 10358. Трубы и фитинги пластмассовые. Сводная таблица классификации по химической стойкости. – Введ. 25.06.2021. – Женева: Интернациональная организация стандартов, 1993–222 с.
5. СН 550-82. Инструкция по проектированию технологических трубопроводов из пластмассовых труб. – Введ. 22.04.1982. – Москва: Стандартинформ, 1982–39 с.

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Потапов Д.Е.

Научный руководитель доцент Е.Ю. Валитова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Газотурбинные установки начали активно развиваться в начале XX века, изначально применяясь преимущественно в авиационной технике. Со временем их использование расширилось, охватив энергетику и промышленность. Эти системы приобрели популярность благодаря сочетанию высокой мощности, компактности и универсальности. Термин "газотурбинная установка" изначально применялся для описания устройств, работающих на основе термодинамического цикла Брайтона, включающего компрессор, камеру сгорания и турбину. Современные достижения в области технологий направлены на улучшение их эффективности и повышение эксплуатационной надежности.

В первую очередь стоит рассмотреть теоретические основы работы газотурбинных установок. Рабочий процесс базируется на термодинамическом цикле Брайтона, включающем изоэнтропийное сжатие, изобарический нагрев и изоэнтропийное расширение.

Воздух на входе в установку сжимается в компрессоре до давления, увеличивающегося в 8–40 раз в зависимости от конструкции. При этом температура воздуха возрастает до 300–500 °С, что создает условия для эффективного сгорания топлива в камере сгорания. Температура продуктов сгорания достигает 1300–1600 °С, но для предотвращения перегрева турбины снижается до 900–1100 °С с помощью охлаждающего воздуха.

В турбине энергия горячих газов преобразуется в механическую работу, которая используется для привода компрессора и генератора. Коэффициент полезного действия турбины зависит от аэродинамики и температурной стойкости материалов. Применение никелевых сплавов и керамики позволяет улучшить производительность системы.

Примером повышения эффективности является использование регенерации. Отходящее тепло выхлопных газов применяется для подогрева сжатого воздуха, что снижает расход топлива и увеличивает КПД системы. В современных регенеративных установках КПД достигает 50 %, что существенно превышает показатели традиционных схем.

Повышение эффективности газотурбинных установок (ГТУ) является одной из ключевых задач в области энергомашиностроения. Современные подходы включают повышение температуры газа перед турбиной, использование регенерации тепла, промежуточного охлаждения и наддува, а также улучшение аэродинамических и конструктивных характеристик. Рассмотрим каждый из методов подробно, подкрепляя их примерами и расчетами.

Повышение температуры газа перед турбиной.

Один из наиболее эффективных способов увеличения термического КПД установки — это повышение температуры рабочего тела перед турбиной. Согласно основам термодинамики, термический КПД цикла Брайтона увеличивается с ростом температуры нагрева газа. Однако реализация этого метода требует использования материалов, устойчивых к высоким температурам, а также применения современных систем охлаждения.

Для ГТУ с начальной температурой газа перед турбиной $T_{in} = 1100$ °С и степенью сжатия $\gamma_c = 20$, термический КПД идеального цикла Брайтона рассчитывается по формуле: $\eta = 1 - \frac{1}{\gamma_c^{(\gamma-1)/\gamma}}$, где γ - показатель адиабаты (для воздуха $\gamma = 1.4$). Подставляя значения, получаем $\eta = 1 - \frac{1}{20^{\frac{1.4-1}{1.4}}} \approx 46$ %.

Если температура газа увеличивается до 1400 °С при сохранении той же степени сжатия, КПД возрастает до 52 %. Однако, для достижения таких температур требуется применение материалов с температурной стойкостью выше 1200 °С (например, никелевых суперсплавов) и сложных систем охлаждения турбинных лопаток.

Применение регенерации тепла

Регенерация тепла заключается в использовании остаточной энергии выхлопных газов для подогрева сжатого воздуха перед подачей в камеру сгорания. Это позволяет существенно снизить расход топлива и повысить термический КПД, особенно для установок с невысокой степенью сжатия.

Для ГТУ с расходом топлива $Q_f = 10$ МДж/с и выхлопной температурой $T_{out} = 500$ °С, применение регенератора позволяет вернуть до 30 % тепла в камеру сгорания. Это снижает фактический расход топлива до $Q_f = 7$ МДж/с что эквивалентно экономии до 30 %. При этом общий КПД установки увеличивается с 35 % до 45 %.

Использование промежуточного охлаждения и наддува

Двухступенчатая система сжатия с промежуточным охлаждением воздуха между ступенями компрессора позволяет уменьшить работу на сжатие. Это достигается за счет снижения температуры воздуха, что, в свою очередь, снижает затраты энергии на последующие этапы сжатия.

Для компрессора с одноступенчатым сжатием работы на сжатие можно оценить по формуле:

$W_c = \frac{C_p \times T_1}{\gamma - 1} \times (r_c^\gamma - 1)$, где T_1 – начальная температура воздуха, C_p – теплоемкость при постоянном давлении. Если взять начальные значения такие что, $T_1 = 300$ К, $r_c = 20$, $C_p = 1005$ Дж/(кг × К), то подставляя эти значения в формулу получим, что $W_c \approx 350$ кДж/кг.

При двухступенчатом сжатии с промежуточным охлаждением T_1 снижается до 250 К, и работа уменьшается до 300 кДж/кг, что позволяет сэкономить около 15 % энергии.

Оптимизация аэродинамики и использование современных материалов

Совершенствование аэродинамических характеристик турбин и компрессоров включает улучшение профиля лопаток, уменьшение турбулентности потоков и снижение утечек. Эти меры позволяют повысить эффективность ГТУ за счет снижения аэродинамических потерь.

Современные ГТУ используют лопатки турбин с аэродинамическими профилями, спроектированными с помощью CFD-методов (методы численного моделирования потоков). Улучшение профиля может снизить аэродинамические потери на 10–15 %. Для турбины мощностью 50 МВт – это эквивалентно увеличению мощности на 5–7 МВт, что имеет значительный экономический эффект.

После рассмотрения методов повышения эффективности газотурбинных установок продемонстрируем работоспособность одного из них — увеличения температуры газа перед турбиной. Этот метод позволяет повысить термический КПД установки за счет улучшения термодинамических условий.

Для оценки работоспособности метода увеличения температуры газа перед турбиной проведем расчет термического КПД и экономического эффекта. Для этого возьмем исходные данные, такие что температура газа перед турбиной $T_{max} = 1373$ К (1100°С) – (базовый случай) и $T_{max} = 1673$ К (1400°С) - (модернизированный случай), степень сжатия $r_c = 20$, показатель адиабаты $\gamma = 1.4$ и температура окружающей среды $T_0 = 300$ К.

Формула термического КПД: $\eta = 1 - \frac{T_{min}}{T_{max}}$, где $T_{min} = T_0 \times r_c^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}$.

Рассчитаем $T_{min} = 300 \times 20^{0.2857} \approx 857$ К, и тогда сможем рассчитать КПД для базового случая: $\eta = 1 - \frac{857}{1373} \approx 37.5$ % и КПД для модернизированного случая: $\eta = 1 - \frac{857}{1673} \approx 48.8$ %. Таким образом мы получаем прирост в КПД от базового случая к модернизированному, который составляет 11.3 %.

Далее на основе полученных результатов рассчитаем экономический эффект. Для установки мощностью $P = 50$ МВт, работающей 4000 часов в год, при стоимости топлива $C = 5$ руб. кВт/ч, экономия рассчитывается как: $\Delta E = P \times \Delta \eta \times t \times C$, где t - время работы установки за год (в часах), C — стоимость топлива (в рублях за кВт·ч).

Подставляя ранее полученные значения, получим: $\Delta E = 50 \times 0.113 \times 4000 \times 5 = 113\,000$ руб.

Таким образом годовая экономия топлива составила 113 тысяч рублей. Из этого можно сделать вывод, что увеличение температуры газа перед турбиной позволяет повысить КПД установки на 11.3 %, обеспечивая заметный экономический эффект. Этот метод доказал свою эффективность, особенно при долгосрочной эксплуатации газотурбинных установок.

Литература

1. Гафуров А.М., Гафуров Н. М., Гатина Р.З. Способ повышения топливной экономичности газотурбинных установок малой мощности // Теория и практика современной науки. – 2016. – № 9 (15). – С. 98-101.
2. Жамалдинов Э.Р. Методы повышения эффективности работы газотурбинных установок: бакалаврская работа / Э.Р. Жамалдинов; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Институт природных ресурсов (ИПР), Кафедра транспорта и хранения нефти и газа (ТХНГ); науч. рук. К.Н. Радюк. – Томск, 2017. – 68 с.
3. Комаров Е.М., Кокуева Ж.М. Повышение эффективности газоперекачивающих агрегатов: проблемы и решения // Вестник Московского государственного технического университета им. Н.Э. Баумана. Серия «Машиностроение». – 2019. – № 5 (128). – С. 104-118.
4. Кустарев Ю.С., Костюков А.В., Плыкин М.Е. Повышение эффективности двухвальных газотурбинных установок // Известия Московского государственного технического университета МАМИ. – 2009. – Т. 1. – № 2. – С. 31-38.
5. Валиев Р.Н. Эффективная эксплуатация газотурбинной электростанции для повышения производительности ее работы / Р.Н. Валиев, А.К. Галин // Молодой ученый. – 2021. – № 25 (367). – С. 82-83.

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ГПА, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Трунова С.А.

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

Природный газ занимает лидирующую позицию в структуре мирового топливно-энергетического баланса, обеспечивая более четверти глобальной потребности в источниках энергии. Магистральные газопроводы являются основной частью единой газотранспортной системы Российской Федерации. С увеличением потребления природного газа возникает необходимость в оптимизации процессов транспортировки, одним из важных аспектов которого является управление режимами перекачки, что непосредственно влияет на эффективность работы газоперекачивающих агрегатов и, как следствие, на общую производительность газотранспортной системы. В данной статье рассмотрено моделирование режимов работы компрессорных станций.

Моделирование и оптимизация режимов работы компрессорных станций

Для обеспечения энергоэффективности газоперекачивающих агрегатов применяются различные технологии и методы управления, учитывающие переменность компримирования газа, обусловленную сезонными колебаниями потребления, контрактами на поставку и техническими остановами. Оптимизация режимов перекачки позволяет сократить эксплуатационные затраты и минимизировать риски аварий и утечек, что повышает надежность и безопасность всей системы газоснабжения, и, далее, газораспределения.

Известно [2], что современная компрессорная станция состоит из набора разнотипных газоперекачивающих агрегатов, которые соединяются между собой как последовательно, образуя группы, так и параллельно. Это позволяет регулировать напорно-расходные параметры либо уменьшая, либо увеличивая их при необходимости изменения графиков поставки продукции потребителю в соответствии с [1]. В проведенном исследовании была использована технология последовательного подключения агрегатов с разной производительностью для управления режимами перекачки газа путем регулирования их мощности при помощи частоты вращения ротора. При этом отметим, что управление производительностью газопровода осуществлялось в соответствии с требованиями контроля их технического состояния, что, согласно [3], является обязательным элементом управления сложными техническими объектами и системами, к которым относятся газоперекачивающие агрегаты.

Объектом исследования была линейная и промежуточная компрессорные станции с газоперекачивающими агрегатами, состоящими из газотурбинных установок и полнонапорных центробежных нагнетателей, мощностью 32 МВт и агрегаты 16У мощностью 16 МВт. Всего на станциях находилось в эксплуатации 4 агрегата. Данные агрегаты технологически совершенны, рассчитаны на перекачку природного газа под большим давлением (вплоть до 12 МПа), соответствуют всем современным экологическим требованиям

На промежуточной компрессорной станции при транспортировке газа в работе находились агрегаты мощностью 32 МВт (2 единицы). Входное давление и температура рабочего тела составляли $P_{вх} = 1,8$ МПа и $T_{вх} = 15$ °С, а давление на выходе – 6,2 МПа. То есть в магистральный газопровод продукция поступала с указанным давлением и далее его дополнительно нагнетали уже на линейной компрессорной станции до 10,7 МПа, что соответствовало суточной номинации по объему поставки газа конечному потребителю (около 43 млн м³/сут.).

В исследовании был использован типовой алгоритм расчета режимов работы данных компрессорных станций, разработанный, согласно требованиям [4]. В основе алгоритма лежит построение и использование областей допустимых режимов работы перекачивающего оборудования и их соединений в соответствии с условиями безопасной эксплуатации и допустимой номинальной частотой вращения. Графическая зависимость степени сжатия $E_{ном}$ от приведенной объемной производительности $Q_{пр}$ аппроксимируется полиномом второй степени по формуле 1:

$$E_{ном}^2 = A + BQ_{пр} + CQ_{пр}^2, \quad (1)$$

где $E_{ном}$ – степень сжатия, $Q_{пр}$ – приведенная объемная производительность.

Расчеты проводились для трех вариантов компоновки газоперекачивающих агрегатов, представленных на рис. 1.

Режим I	Линейная компрессорная станция (2x32 МВт) Дожимная компрессорная станция (2x32 МВт)
Режим II	Линейная компрессорная станция (1x32 МВт, 1x16 МВт) Промежуточная компрессорная станция (2x32 МВ)
Режим III	Линейная компрессорная станция (1x32 МВт) Промежуточная компрессорная станция (2x32 МВ)

Рис. 1. Варианты компоновки газоперекачивающих агрегатов

В результате был получен набор графических зависимостей, согласно которым далее проведен анализ изменения степени сжатия рабочего тела (природного газа) в зависимости от приведенной относительной внутренней мощности центробежного нагнетателя и его приведенной объемной производительности

На рис. 2 приведены параметры загрузки на II режиме при комплектации дожимной компрессорной станции $P_{вх} = 1,8$ МПа $P_{вых} = 6,2$ МПа и компрессорной станции с $P_{вх} = 6,1$ МПа, $P_{вых} = 10,7$ МПа.

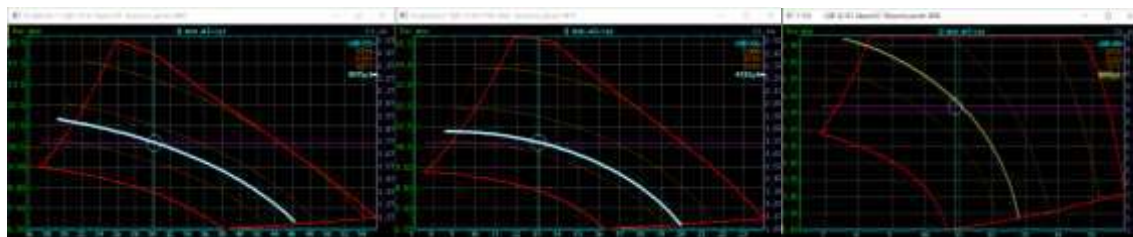


Рис. 2. Режим работы и газодинамические характеристики компрессорных станций при II режиме загрузки

Для оптимизации режимов выполнялось моделирование совместной работы с давлением нагнетания 6,2 МПа. Результаты расчетов приведены в таблице.

Таблица

Результаты моделирования совместной работы дожимной компрессорной станции и компрессорной станции в условиях выходного давления 6,2 МПа

Режимы	I			II				III		
Объекты	ЛКС	ПКС		ЛКС	ПКС			ЛКС	ПКС	
Схема загрузки	2x32	1x32	1x32	1x32	1x16	1x32	1x32	1x32	1x32	1x32
Степень сжатия, Е	1,75	3,32	3,32	1,75	1,75	3,32	3,32	1,75	3,32	3,32
Обороты, об/мин	4580	4808	4808	4895	4410	4808	4808	5636	4808	4808
$P_{вх}$, МПа	6,09	1,8	1,8	6,09	6,09	1,8	1,8	6,09	1,8	1,8
$P_{вых}$, МПа	10,74	6,2	6,2	10,73	10,73	6,2	6,2	10,73	6,2	6,2
$N_{факт}$, МВт	32965	41871	41871	22325	10123	41872	41872	35549	41684	41684
$N_{расп}$, МВт	73600	73600	73600	36800	18400	73600	73600	36800	73600	73600
Помпажный запас, %	22	48	48	59	56	48	48	98	48	48
КПД _{пол}	0,82	0,88	0,88	0,83	0,80	0,88	0,88	0,75	0,88	0,88
$q_{т.г.}$, млн. м ³ /сут	0,269	0,370	0,370	0,192	0,079	0,370	0,370	0,269	0,369	0,369
$Q_{вых}$, млн. м ³ /сут	43,38	21,84	21,84	30,28	13,1	21,82	21,82	43,37	21,82	21,82
Общий $q_{т.г.}$, млн. м ³ /сут	1,009			1,011				1,007		

Вывод

Исходя из полученных данных, работа в I режиме компоновки является наиболее неэффективной из-за помпажного запаса 22 %, что в условиях малого расстояния, приводит к уменьшению времени для оперативного принятия решений производственно-диспетчерской службой при возникновении внештатных ситуаций.

В III режиме работа является неэффективной так как фактическая мощность на компрессорной станции принимает максимальное значение 35549 МВт. При таком значении мощности не выполняются контрактные обязательства по поставке газа потребителю. Также в режиме III помпажный запас принимает значение 98 %, что превышает пороговое значение 70 %, и приводит к значительному снижению политропного коэффициента полезного действия компрессорной станции до 0,75. Работа в таком режиме является недопустимой с точки зрения эффективности использования ресурсов и энергосбережения газотранспортной компании.

Самым оптимальной является компоновка газоперекачивающих агрегатов по режиму II. При работе в данном режиме основные показатели находятся в диапазоне рабочих значений. Значение помпажного запаса 59 % находится в диапазоне, позволяющем диспетчеру оценить обстановку и возможность применить несколько алгоритмов для сохранения режима подачи газа. При работе в режиме II выполняются контрактные обязательства по поставке газа. Значение политропного коэффициента полезного действия находятся в диапазоне эффективных значений 0,83–0,88. Таким образом, расчет показал, что работа в режиме II является эффективной.

Литература

1. ГОСТ Р. 54404-2011. Агрегаты газоперекачивающие с газотурбинным приводом // Общие технические условия. - М.: Стандартинформ. – 2012.
2. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов [Текст]. – М.: ВНИИГаз, 2006. – 187 с.
3. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов [Текст]. – М.: ОАО "Газпром", 2010. – 240 с.
4. ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть I. Газопроводы [Текст]. – Утв. приказом Мингазпрома СССР от 29.10.1985 № 255. – Введ. 01.01.1986. – М.: Мингазпром, 1986. – 120 с.: ил.; 29 см.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕМПЕРАТУРНЫХ БЛОКОВ НАДЗЕМНЫХ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Ходус А.С.^{1,2}, Коченовская А.Е.¹

Научный руководитель начальник отдела К.В. Кирьянова^{1,2}

¹АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

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

Безопасные и устойчивые надземные трубопроводы в подавляющем большинстве случаев характеризуются наличием компенсаторов температурных расширений. Действующая нормативно-техническая документация Российской Федерации и локально-нормативная документация Компании не регламентирует определение параметров температурных блоков надземных промысловых трубопроводов. В виду отсутствия единой методики по расчету температурного блока разные проектные организации при проектировании принимают различные технические решения при похожих условиях.

При проектировании надземных трубопроводов необходимо сначала рассчитать компенсатор, далее температурный блок. Именно протяженность температурного блока является конечным результатом расчета. На рис. 1 показана схема стандартного температурного блока.

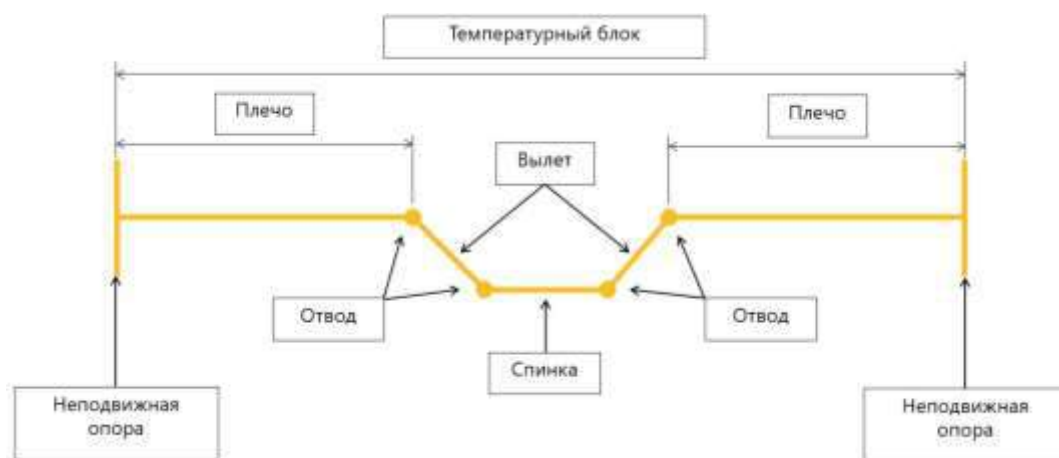


Рис. 1. Схема стандартного температурного блока

Температурный блок – это участок надземного трубопровода, состоящий из двух неподвижных опор, двух плеч и компенсатора. Сам компенсатор состоит из 4-х отводов, 2-х вылетов и спинки. Увеличение протяженности одного температурного блока при проектировании на всю трассу проектируемого трубопровода позволяет уменьшить суммарное количество температурных блоков, что в свою очередь приведет к уменьшению количества вспомогательных материально технических ресурсов (МТР).

Сформулированы основные постулаты методики для определения оптимальных температурных блоков надземных промысловых трубопроводов:

- вылет и спинка компенсатора должны быть равны шагу опор;
- расстояние от неподвижной опоры до первой подвижной опоры необходимо принимать равным пяти шагам опор с округлением в меньшую сторону;
- на вылетах и спинке необходимо размещать по одной подвижной опоре;
- приоритетный угол отводов принимать 45°;
- предпочтительно последовательно и одновременно увеличивать протяженность плеч температурного блока;
- при максимальной протяженности температурного блока величина напряжений в отводах и трубопроводе не должна превышать 80 % от допустимых напряжений, в зависимости от класса прочности стали;
- нагрузки на неподвижные опоры не должны превышать допустимые значения, установленные заводом-изготовителем.

Были выбраны следующие данные для апробации разработанной методики:

- объекты месторождения N;
- диаметр – 426 мм;
- класс прочности стали – K52;
- тип трубопровода – промысловый;
- основной нормативный документ для проектирования – СП 284.1325800.2016;
- транспортируемая среда – нефтегазовая смесь;
- способ прокладки – надземный на эстакаде.

На рис. 2, 3 представлены принятые проектные решения по объектам № 1 и 2, устанавливающие протяженности температурных блоков и конфигурации компенсаторов. На рис. 4 предложен оптимизированный вариант протяженности температурного блока и конфигурации компенсатора, основанный на постулатах предлагаемой методики.

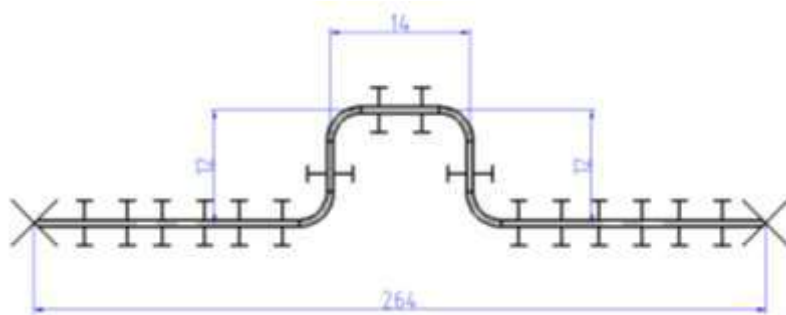


Рис. 2. Принятые проектные решения для объекта № 1

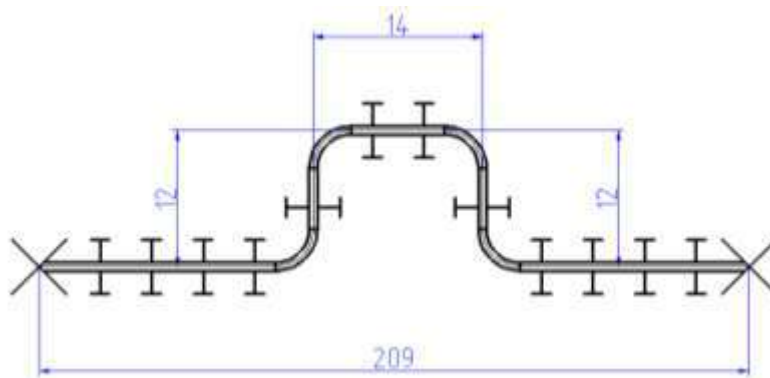


Рис. 3. Принятые проектные решения для объекта № 3

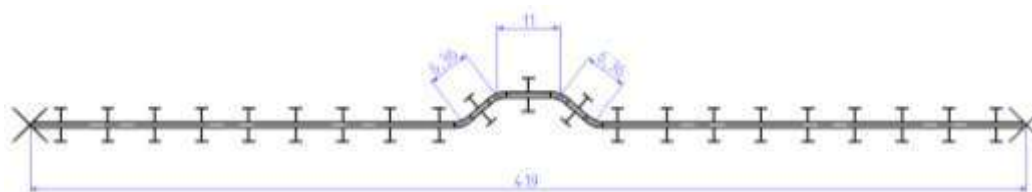


Рис. 4. Принятые проектные решения по предлагаемой методике

Компенсаторы в существующих проектных решениях для объекта № 1 и № 2 имеют одинаковые размеры, но протяженности температурных блоков отличаются примерно на 50 метров. При этом температурный блок по методике имеет протяженность примерно 400 метров, что в 2 раза больше текущих решений.

Для двух объектов месторождения N и разработанной методики был проведен расчет количества материально-технических ресурсов на трассу протяженностью 10 км. Из таблицы 1 видно, что при использовании разработанной методики количество каждого вида МТР существенно сокращается. Связано это с меньшим количеством компенсаторов по трассе трубопровода.

Таблица 1

Расчет количества МТР

Тип опоры	Объект №1	Разработанная методика	Объект №2
Количество неподвижных опор, шт	39	25	49
Количество свободно-подвижных опор, шт	152	72	192
Общая протяженность трубопровода, м	10912	10216	11152
Количество отводов, шт	152	96	192
Количество комплектов для изоляции сварных стыков, шт	1320	1182	1405

Было рассмотрено влияние температурного блока на фундаменты и строительные конструкции. В программном комплексе «СТАРТ-Проф» рассчитаны нагрузки и перемещения. Нагрузки в неподвижных опорах являются следствием процессов, сопутствующих эксплуатации трубопровода, – температурные расширения металла трубопровода, неравномерность распределения весовой нагрузки от трубопровода ввиду изменяющегося рельефа местности, климатические нагрузки от снега, льда и ветра. В таблице 2 зеленым цветом показано, где разработанная методика показывает наименьшие значения, желтым выделены небольшие превышения.

Таблица 2

Нагрузки и перемещения

Параметры	Объект № 1			Разработанная методика			Объект № 2		
Нагрузки, кгс	F_x	F_y	F_z	F_x	F_y	F_z	F_x	F_y	F_z
Неподвижная опора	550	483	4138	360	216	1849	2973	443	3793
Опора перед компенсатором	1124	440	3752	973	658	3363	1019	412	3405
Опора на вылете компенсатора	319	901	3023	834	421	2838	331	945	3155
Опора на спинке компенсатора	742	795	2674	4	931	3088	718	773	2608
Рядовая опора	1386	483	4138	1270	443	3790	1272	448	3793
Перемещения, мм	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
Опора перед компенсатором	91	38	0	136	116	0	58	26	0
Опора на вылете компенсатора	15	43	0	215	122	0	9	26	0
Опора на спинке компенсатора	6	30	0	1	368	0	6	21	0

Проведенный расчет сметной стоимости объекта показывает, что применение разработанной методики позволяет достичь существенного экономического эффекта для месторождения N. К примеру, при суммарной протяженности трубопроводов более 100 км экономия может составить около 100 млн рублей.

Применяя разработанную методику, уже сейчас можно уменьшить количество МТР в проектируемых объектах, уменьшить количество возможных бросовых работ и количество времени для разработки проектно-сметной документации за счет унификации проектных решений. Масштабируя, данную методику можно внедрить во временную инструкцию по выбору трубной продукции, чтобы сделать её более объективной.

Методика поддерживает принцип внедрения бережливого производства.

Литература

1. Временная инструкция по выбору трубной продукции с учетом физико-химических свойств транспортируемых сред ПАО НК «Роснефть».
2. СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ».
3. ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».
4. ГОСТ Р 57991-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Сваи стальные из труб, применяемые для устройства фундаментов под опоры трубопроводов надземной прокладки. Общие технические условия (с Поправкой). – М.: Стандартинформ, 2018. – 26 с.
5. ГОСТ Р 57385-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Строительство магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Тепловая изоляция труб и соединительных деталей трубопроводов. – М.: Стандартинформ, 2017. – 27 с.
6. ГОСТ 34563-2019 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила технологического проектирования (с Поправками). – М.: Стандартинформ, 2019. – 20 с.
7. СП 36.13330 – 2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85 (с Изменениями № 1, 2). – М.: Госстрой ФАУ ФЦС, 2013. – 64 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯМИ ПОСРЕДСТВОМ СНИЖЕНИЯ ЭНЕРГОЗАТРАТ НА ОБРАБОТКУ ЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ ГАЗОПРОВОДОВ

Чуриков Л.

Научный руководитель профессор, д.т.н. П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Несмотря на осложненную геополитическую ситуацию, развитие промышленности в РФ, в частности газовой, является одним из наиболее важных факторов устойчивости и перспективы роста экономики страны. Однако, для достижения целевых показателей развития первоочередным требованием является бесперебойный процесс добычи и поставки газа, что требует значительного внимания к основным осложняющим факторам – гидратам. В следствии чего возникает запрос на развитие технологичности механических методов борьбы с осложнениями, а именно – реализации инициатив в контексте импортозамещения и продвижения отечественных разработок.

В процессе изучения методов борьбы с гидратообразованиями в линейных участках газопроводов, в частности механических [1, 3], а также в процессе добычи газа [2, 6], одним из наиболее распространенных является применение очистных устройств с целью обеспечения внутритрубной механической очистки.

Однако, несмотря на имеющуюся результативность, уже устоявшиеся методы ВТО¹ имеют ряд недостатков: повышенные энергозатраты проведения и остаточные отложения внутри газопроводов, что ведет к удорожанию стоимости и снижению технологичности процессов ВТО. На основании чего был проанализирован ряд патентов [5, 7], которые предлагают реализацию устройства с применением генератора электроэнергии, позволяющего в процессе движения ОУ² накапливать электроэнергию для дальнейшего ее использования в процессе очистки.

В случае с патентом № 2818522 [7], авторы идеи предлагают использовать ТЭМУ³ (рис.), основной принцип действия которой базируется на преобразовании кинетической энергии в тепловую за счет применения лопастного привода (6), электрогенератора (4), аккумулятора (10) и дальнейшей борьбы с гидратообразованиями за счет преобразования накопленной электроэнергии в тепловую через теплонагреватели (7). А остатки гидратных отложений удаляются посредством механического воздействия скребковых пружинных элементов (13).

На основании вышеприведенной информации предлагается реализация модифицированного решения тепломеханического способа очистки газопровода с использованием ТЭМУ для газопроводов (сбора и транспортировки) высокого давления (в диапазонах 2,5–16 МПа). Модификация технологической инициативы заключается в следующем:

- улучшить выработку электроэнергии на электрогенераторе посредством замены лопастного привода генерации электроэнергии на турбинный;
- усилить соединение корпусов аккумулятора с теплоэлектромеханическим посредством замены петлевого соединения на карданное.

В первом случае, реализация турбинного привода для ТЭМУ является более эффективной, что обусловлено лучшими аэродинамическими особенностями воздействия газового потока в газопроводе на лопатки турбины в сравнении с лопастным приводом [4]. А следовательно, значительно повысит выработку электроэнергии за счет аэродинамических особенностей воздействия газового потока на лопатки турбины, что позволит варьировать усиление теплоты теплоэлектронагревателей (7), а также обеспечит большую номинальную температуру при необходимости.

Во втором случае, усиление соединений корпусов ТЭМУ обеспечит повышение надежности эксплуатации самой установки ввиду более крепкого соединения, что демонстрируется примере ОУ – скребка типа СКР1-1. В частности, предлагаемая модификация актуальна для участков с наличием значительных отметок перепада (изменением высот газопровода), а также наличием компенсаторных участков.

На основании предлагаемой инициативы, были проведены сравнительные расчет и анализ (технологический и технический) с целью определения эффективности по двум предлагаемым модификациям ТЭМУ для действующего объекта месторождения «У», газосборного участка. Зная и используя все необходимые расчетные данные и формулы (1 и 2), а также иные параметры сравнения, проведем сравнительные расчеты и анализ.

Формулы, используемые в оценке эффективности предлагаемых решений:

1.1. Определение полного КПД⁴ турбинного привода в соответствии с эффективностью турбины по величине энергии, переданной на электрогенератор [8]:

$$\eta_T = \frac{L_{\text{мр}}}{L_{\text{ад,р}}} \quad (1)$$

¹ Внутритрубная очистка

² Очистное устройство

³ Теплоэлектромеханическая установка

⁴ Коэффициент полезного действия

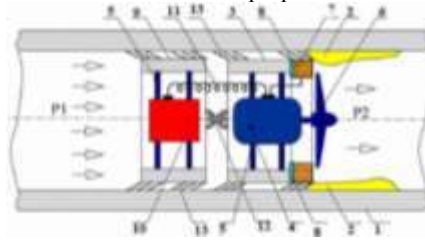


Рис. Концепция тепловой
электрохимической установки [6]

где

$L_{\text{мр}}$ – механическая работа газовой турбины, $\frac{\text{Дж}}{\text{кг}}$;

$L_{\text{ад,р}}$ – адиабатическая работа, $\frac{\text{Дж}}{\text{кг}}$.

1.2. Определение полного эффективного КПД лопастного привода в соответствии с эффективностью лопасти по величине энергии, переданной на электрогенератор [9]:

$$\eta_{\text{в}} = \eta_{\text{м}} \cdot \eta_{\text{г}} \cdot \eta_{\text{о}} \quad (2)$$

где:

$\eta_{\text{м}}$ – механический КПД;

$\eta_{\text{г}}$ – гидравлический КПД;

$\eta_{\text{о}}$ – объемный КПД.

В результате проведенных расчетов и сравнительного анализа получили следующие показатели (табл. 1).

Таблица 1

Результаты проведенных технико-технологических расчетов

№	Параметр сравнения	Базовый вариант ТЭМУ	Модификация ТЭМУ
1.1	Турбинный привод $\eta_{\text{т}}$, %	–	89,45 (▲)
1.2	Винтовой привод $\eta_{\text{в}}$, %	85,99 (▼)	–
2.1	Карданное соединение	–	Более износостойкий
2.2	Петлевое соединение	Менее износостойкий	–

Таким образом, на основании проведенных расчетного обоснования и сравнительного анализа подтверждается технико-технологическая эффективность применения модернизации ТЭМУ в следствии универсальности конструкции, позволяющей вырабатывать большее количество тепла за счет применения турбинного привода, а также повышение износостойкости и минимизации аварийных ситуаций за счет применения карданного соединения.

Таблица 2

Результаты расчета ключевых показателей экономической эффективности

№	Параметр сравнения	Базовый вариант ТЭМУ	Модификация ТЭМУ
1	Инвестиционные вложения, млн.руб.	30	31 (▼)
2.1	Вероятность возникновения гидратов	(до), % 10	
2.2		(после), % 1,40	1,05 (▲)
3	Ожидаемая приведенная стоимость, млн.руб.	73,77	76,78 (▲)
4	Индекс рентабельности, д.ед.	2,46	2,48 (▲)

Кроме того, если оценивать потенциальный косвенный экономический эффект от применения данной установки на примере газодобывающего актива «У» Восточной Сибири (табл. 2), то не смотря на большие инвестиционные вложения, реализация модифицированной версии ТЭМУ позволит получить дополнительную ожидаемую приведенную стоимость в размере 3,1 млн руб. на расчетный период – 10 лет (с 2027 по 2037 года).

Литература

1. Makogon I.U.F. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. – Недра, 1985.
2. Дегтярёв Б.В., Лутошкин Г.С., Бухгалтер Э. Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в районах Севера (практическое руководство). – М.: Недра. – 1969.
3. Катц Д.Л. и др. Руководство по добыче и переработке природного газа. – 1965.
4. Лазарев Е.А., Лазарев В.Е. Конспект лекций по агрегату наддува двигателей // Южно-Уральский государственный университет–Челябинск, -рр. – 2010. – С. 82-88.
5. Патент № 2220011 Российская Федерация, МПК В08В 9/055 (2006.01). Способ очистки трубопровода и устройство для его осуществления: заявл. 15.11.2001: опубл. 27.12.2003 / Балтаханов А.М., Шишкин В.В. – 6 с.: ил. – Текст: непосредственный.
6. Патент № 2320851 Российская Федерация, МПК Е21В 37/00 (2006.01). Способ ликвидации гидратных, газогидратных и гидратоуглеводородных отложений в скважине: заявл. 27.07.2006: опубл. 27.03.2008: / Владимиров А.И., Мельников В.Б. и др. – 6 с. – Текст: непосредственный.
7. Патент № 2818522 Российская Федерация, МПК В08В 9/053 (2006.01). Способ очистки газопровода от гидратных отложений: заявл. 30.11.2023: опубл. 02.05.2024 / Зятиков П.Н., Жуков И.А. и др. – 9 с.: ил. – Текст: непосредственный.
8. Расчетное определение характеристик ступени турбины с помощью методов вычислительной газовой динамики: метод. указания / О.В. Батуринов и др. – Самара: Изд-во Самар. гос. аэрокосм. ун-та, 2013. – 53 с.: ил.
9. Слесаренко В.В. Насосы и тягодутьевые машины тепловых электростанций: учебное пособие. – Владивосток: Издательство ДВГТУ, 2002. – 84 с.

С Е К Ц И Я 8

ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

ГИДРОДИНАМИКА ПОЛУЧЕНИЯ СУСПЕНЗИИ В АППАРАТЕ С ДИСКОВОЙ МЕШАЛКОЙ

Ануфриев Е.А.

Научный руководитель доцент А.В. Бальчугов

Ангарский государственный технический университет, г. Ангарск, Россия

Одним из эффективных методов очистки питьевой воды является углевание – взаимодействие воды с порошковым активированным углем в аппарате с механическим перемешивающим устройством. Механическое перемешивание обеспечивает равномерное распределение частиц активированного угля в суспензии и интенсификацию взаимодействия частиц с водой.

Важными параметрами работы мешалки при суспендировании являются радиус отложения осадка $r_{ос}$ [1] и глубина образующейся воронки H_v . Целью работы является выполнение расчета радиуса отложения осадка и глубины воронки по методике, учитывающей параметры распределения скорости ψ_1 и ψ_2 , приведенной в [1]. В дальнейшем планируется проведение экспериментов для изучения гидродинамических характеристик работы мешалки.

Радиус отложения осадка представляет собой радиус круга на дне плоскодонного аппарата, очищенного от осадка. Исходные данные для расчета: диаметр плоскодонного аппарата без внутренних устройств $D = 0,6$ м ($R = 0,3$ м); высота заполнения аппарата $H = 0,5$ м; диаметр гладкой дисковой мешалки $d = 0,05$ м ($r = 0,025$ м); вязкость суспензии $\mu = 0,001$ Па·с; плотность воды $\rho = 998$ кг/м³. Диаметр частиц активированного угля $d_a = 0,0001$ м. Массовая доля активированного угля в суспензии $x = 0,1$. Истинная плотность частицы угля $\rho_a = 2100$ кг/м³.

Последовательность расчета радиуса отложения осадка состоит в следующем. Угловая скорость вращения диска (рад/с):

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot n \quad (1)$$

где n – частота вращения мешалки, об/с.

Плотность суспензии:

$$\rho_c = x \cdot \rho_a + (1 - x) \cdot \rho \quad (2)$$

Скорость осаждения частиц активированного угля:

$$w_o = 1,15 \cdot \left(\frac{d_a \cdot (\rho_a - \rho_c) \cdot g}{\rho_c} \right)^{0,5} \quad (3)$$

Коэффициент γ для аппарата со свободным уровнем жидкости:

$$\gamma = \frac{4 \cdot H}{R} + 1 \quad (4)$$

Параметр E :

$$E = \frac{\gamma}{\zeta \cdot Re^{0,25}} \quad (5)$$

где ζ – коэффициент гидравлического сопротивления мешалки. Коэффициент сопротивления ζ – однозначная характеристика мешалок данной конструкции. При турбулентном режиме перемешивания он постоянен и не зависит от размеров аппарата и критерия Рейнольдса [1]. Для дисковой гладкой мешалки как для плоскопараллельного обтекания плоской пластины примем $\zeta \approx 0,2$.

Относительный радиус:

$$\bar{R} = \frac{R}{r} \quad (6)$$

Параметры распределения скорости ψ_1 и ψ_2 определяются из системы уравнений:

$$\left. \begin{aligned} E &= 2,4 \frac{0,1\psi_1^2 + 0,222\psi_1\psi_2 + 0,125\psi_2^2}{\lambda \cdot \bar{R} \cdot [1 + 0,4 \cdot \psi_1 + 0,5 \cdot \psi_2 + 2 \cdot (1 + \psi_1 + \psi_2) \ln \bar{R}]^{1,75}} \\ \psi_2 &= -0,5 - 1,25 \cdot \psi_1 \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

где λ – коэффициент, при турбулентном режиме перемешивания $\lambda = 0,095$ [1].

Радиус отложения осадка:

$$r_{oc} = 0,189 \cdot \omega \cdot r^2 \cdot \frac{1 + \psi_1 + \psi_2}{w_o \cdot H^{0,22}} \quad (8)$$

По методике (1–8) выполнен расчет радиуса отложения осадка для гладкой дисковой мешалки при различных частотах вращения (рис. 1). Видно, что зависимость радиуса от частоты вращения близка к линейной. Таким образом, для того чтобы все частицы при перемешивании перешли во взвешенное состояние и на дно аппарата не оседал осадок, радиус аппарата должен быть меньше радиуса отложения осадка, определенного по графику на рис. 1.

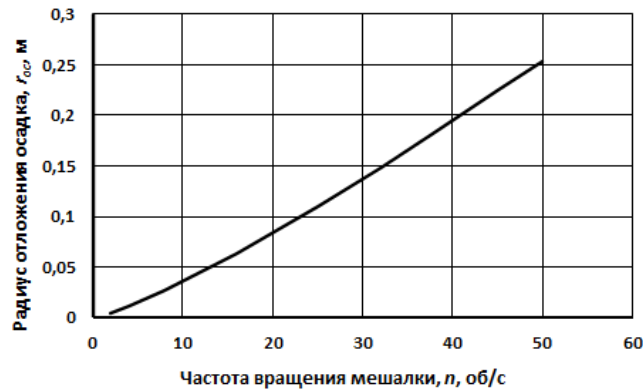


Рис. 1. Расчетная зависимость радиуса отложения осадка от частоты вращения дисковой мешалки

Другим важным параметром работы аппарата с мешалкой является глубина воронки. Она оказывает влияние на мощность перемешивания и стабильность работы аппарата [1]. Глубину воронки при перемешивании водной суспензии активированного угля рассчитывали по формуле из работы [1]:

$$H_v = h + \frac{\omega^2 \cdot r^2}{g} \cdot (1 + \psi_1 + \psi_2)^2 \cdot k \quad (9)$$

где h – координата поверхности воронки на радиусе r , м; k – коэффициент.

При $\bar{R} > 1,5$:

$$k = 1 - \frac{1}{\bar{R}^2} \quad (10)$$

Координата поверхности воронки на радиусе r :

$$h = \frac{\omega^2 \cdot r^2}{g} \cdot \left(1 + \frac{1}{4} \psi_1^2 + \frac{1}{3} \psi_2^2 + \frac{4}{7} \psi_1 \psi_2 + \frac{4}{5} \psi_1 + \psi_2 \right) \quad (11)$$

По методике (9–11) выполнен расчет глубины воронки, образующейся на поверхности суспензии при вращении гладкой дисковой мешалки при различных частотах вращения (рис. 2). Видно, что при частоте вращения 30 об/с глубина воронки составит 0,375 м, и воронка достигнет диска мешалки. Это приведет к снижению эффективности перемешивания. Данные результаты расчетов необходимо учитывать при выборе режима перемешивания.



Рис. 2. Расчетная зависимость глубины воронки от частоты вращения дисковой мешалки

Адекватность результатов расчетов и корректность выбора значения коэффициента гидравлического сопротивления мешалки $\zeta \approx 0,2$ могут быть определены в ходе дальнейших экспериментальных исследований процесса перемешивания.

Литература

1. Брагинский Л.Н., Бегачев В.И., Барабаш В.М. Перемешивание в жидких средах. Физические основы и инженерные методы расчета [Текст]. – Л.: Химия, 1984. – 336 с.
2. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям [Текст]. – М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.

ПОЛУЧЕНИЕ ВОДНОГО РАСТВОРА БИКАРБОНАТА МАГНИЯ НА ОСНОВЕ РАЗЛИЧНЫХ МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ПОРОД

Бабин Е.О.

Научный руководитель доцент Н.А. Митина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бикарбонат магния, также известный как гидрокарбонат магния – это кислая соль, которая состоит из катионов магния и гидрокарбонат-анионов и имеет формулу $Mg(HCO_3)_2$. Водный раствор бикарбоната магния может служить альтернативой традиционным хлоридам и сульфатам магния при затворении магниевых цементов, что существенно повышает водостойкость получаемого цементного камня [1]. Основной целью настоящей работы является изучение влияния исходного магниевых сырья на концентрацию бикарбонат-ионов в получаемом растворе.

Для получения водного раствора бикарбоната магния использовались три вида магниевых сырья: каустический брусит на основе бруситовой породы $Mg(OH)_2$ Кульдурского месторождения (Хабаровский край), каустический доломит на основе доломитовой породы $CaMg(CO_3)_2$ Таснзинского месторождения и обожженный серпентинит с Уральского и Сахалинского месторождений, основными минералами которых является антигорит и хризотил.

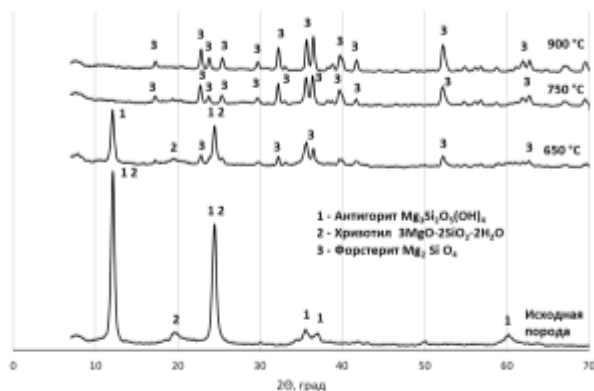
Брусит подвергался термической обработке при температуре 650 °С, в результате чего содержание активного оксида магния MgO составило 92,54 % мас.

Таблица 1

Химический состав исходных и обожженных магниевых материалов

	Содержание оксидов, мас. %						
	MgO	SiO_2	Al_2O_3	CaO	Fe_2O_3	Δm_{pp}	Σ
Бруситовая порода	63,91	1,90	2,00	1,06	0,10	30,94	100,00
Каустический брусит	92,54	2,75	2,90	1,53	0,28	-	100,00
Доломитовая порода	21,16	0,38	0,54	45,08	-	32,84	100,00

Доломит предварительно измельчали до удельной поверхности около 3000 cm^2/g , смешивали с трилоном Б и обжигали при 650 °С, что позволило сохранить карбонат кальция $CaCO_3$ и получить активный MgO . Согласно химическому составу, его содержание находится в пределах 21 %.



**Рис. 1. Рентгенофазовый анализ исходной и прокаленной серпентинитовой породы
Сахалинского месторождения**

Процесс получения раствора осуществлялся методом карбонизации магниальной суспензии в автоклаве под давлением углекислого газа CO_2 9 МПа [2]. Суспензию готовили из расчёта 10 г магниального сырья на 1 л дистиллированной воды с добавлением 2,5 % карбоната натрия Na_2CO_3 в качестве активатора образования гидрокарбонат-анионов. Карбонизацию проводили при температуре 20 °С в течение 45 минут. Концентрацию гидрокарбонат-ионов HCO_3^- определяли титрованием с использованием 0,1 М раствора соляной кислоты и индикатора метилового оранжевого. Фазовый состав исходного сырья и твёрдых осадков, образующихся в процессе, исследовали методом рентгенофазового анализа.



Каустический доломит продемонстрировал меньшую эффективность: концентрация HCO_3^- была ниже из-за присутствия инертного CaCO_3 , который не участвует в карбонизации, но снижает долю активного MgO в сырье. При исследовании твердого осадка раствора бикарбоната магния, помимо гидромагнезита, образующегося при карбонизации магниевой суспензии, выявлено наличие кальцита CaCO_3 , что подтверждает присутствие кальциевой составляющей.

Обожжённый серпентинит оказался наименее эффективным: концентрация бикарбоната была минимальной. Так как в обожжённой породе практически отсутствует или находится в малых количествах активный оксид магния, карбонизация магниальной суспензии приводит к низкой концентрации раствора бикарбоната магния. По данным рентгенофазового анализа основной фазой обожжённых серпентинитовых пород является метасиликат форстеритового состава, который остается неизменным при карбонизации, что подтверждается рентгенофазовым анализом твердого остатка получения раствора бикарбоната магния.

Концентрация гидрокарбонат-анионов в полученных растворах

При используемых режимах карбонизации, давление CO_2 9 атм и время 45 мин, обожженный при 650 °С серпентинит с основной фазой высокодефектного метасиликата магния (форстерита) практически не подвергается карбонизации, о чем свидетельствует низкая концентрация бикарбонат-ионов в растворе. Большая концентрация

раствора бикарбоната магния на обожженном серпентините Уральского месторождения связана с наличием бруситовой примеси в составе данной породы.

В результате проведенных исследований установлено, что основным критерием пригодности магниевых порошков для приготовления водного раствора бикарбоната магния является содержание активного оксида магния. В ходе работы были изучены различные виды магниевых сырья, включая брусит, доломит и серпентинит, обожженные при различных температурах. Исследования показали, что наиболее высокую концентрацию гидрокарбонат-ионов можно получить из каустического брусита. Это связано с высоким содержанием активного оксида магния, образующимся при обжиге – 92,54 % мас.

Литература

1. Лотов В.А., Митина Н.А. Получение водостойкого магниевых вяжущего // Техника и технология силикатов. – 2010. – Т. 17. – №. 3. – С. 19-22.
2. Патент № 2 681 622 Рос. Федерация. Способ получения водного раствора бикарбоната магния: №2018120990: заявл. 2018.06.06: опубл. 2019.03.11 / Митина Н.А., Лотов В.А., Кутугин В.А. – 5 с.

ПРОДУКТЫ ТЕРМОСОЛЬВОЛИЗА УГЛЯ КАК СЫРЬЕ ДЛЯ ИГОЛЬЧАТОГО КОКСА

Воробьева А.А.¹

Научный руководитель доцент Сафин В.А.^{1,2}

¹**ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», Россия, г. Красноярск**

²**Институт химии и химической технологии СО РАН, Федеральный исследовательский центр
«Красноярский научный центр СО РАН», Россия, г. Красноярск**

В современной промышленности углеродные наноматериалы (УНМ) и композиты занимают важное место благодаря своим уникальным свойствам, таким как высокая прочность, электропроводность и термостойкость. Одним из перспективных направлений в этой области является использование продуктов термосольволиза угля, богатых полиароматическими углеводородами (ПАУ), в качестве сырья для синтеза игольчатого кокса. Игольчатый кокс является ключевым материалом для производства электродов, используемых в металлургии и электрохимической промышленности, включая литий-ионные аккумуляторы и алюминиевые электролизеры.

Игольчатый кокс обладает уникальной кристаллической структурой, которая обеспечивает высокую механическую прочность и термическую стабильность, что делает его незаменимым в производстве анодов для металлургических процессов. Однако традиционные методы получения игольчатого кокса требуют дорогостоящего сырья и сложных технологических процессов. В связи с этим поиск альтернативных источников сырья, таких как продукты термосольволиза угля, становится актуальной задачей для снижения затрат и повышения эффективности производства.

Цель данной работы изучить продукты термосольволиза угля.

В рамках данного исследования были изучены дистиллятные фракции, полученные из экстрактов угля марки ИГЖ Чаданского месторождения. Для проведения термосольволиза использовались различные растворители: смола высокотемпературного коксования (СК), антраценовая фракция (АФ) и смесь тяжелого газойля каталитического крекинга (ТГКК) с СК. Выбор таких растворителей обусловлен их способностью эффективно экстрагировать полиароматические углеводороды, которые необходимы для синтеза игольчатого кокса.

Дистилляция проводилась в температурном диапазоне от 230 до 450 °С с использованием вакуума, что позволило выделить фракции с различными физико-химическими свойствами. Для анализа состава и структуры полученных дистиллятов использовались методы элементного анализа, инфракрасной (ИК) спектроскопии и ядерного магнитного резонанса (ЯМР) (¹H и ¹³C). Эти методы позволили определить содержание углерода, водорода, кислорода и других элементов, а также выявить структурные особенности и функциональные группы в составе фракций.

Таблица 1

Выход дистиллятных фракций из экстрактов термического растворения угля

Растворитель, использованный для получения экстракта	Фракция н.к. – 230 °С, % мас.	Фракция 230 – 350 °С, % мас.	Фракция 350 – 450 °С, % мас.	Вода, % мас.	Сумма дистиллятов, % мас.
АФ	0.9	26.2	16.1	0.4	43.2
СК	4.2	9.8	18.1	1.0	32.1
ТГКК/СК	2.0	15.3	22.0	0.6	39.3

Выход дистиллятов: Наибольший выход дистиллятных фракций (43,2 % мас.) был достигнут при использовании антраценовой фракции (АФ) в качестве растворителя. При замене 50 % СК на ТГКК выход фракции 230–450 °С увеличился на 9,4 % мас., что свидетельствует о повышении эффективности процесса термосольволиза при использовании смесевых растворителей.

Таблица 2

Структурно-групповой состав фракций 230 – 450 °С

Растворитель, использованный для получения экстракта	Нейтральные соединения, % мас.	Кислоты, % мас.	Фенолы, % мас.	Орг. основания, % мас.
АФ	82.66	0.56	3.85	12.93
СК	83.05	0.26	4.62	12.07
ТГКК/СК	87.49	0.71	4.38	7.42

Состав фракций: Все дистилляты содержат значительное количество ароматических и полиароматических углеводородов, что делает их перспективным сырьем для производства игольчатого кокса. Фракции, полученные из экстрактов угля в СК и АФ, характеризуются высокой ароматичностью ($f_{aH1} = 0,82-0,91$), что подтверждается данными ИК- и ЯМР-спектроскопии.

Таблица 3

Рассчитанные по данным ИК-спектров структурные индексы для фракций 230–450 °С

Растворитель, использованный для получения экстракта	Ароматичность по углеводу, $Car_{ИК}$	Индекс аром., $Har_{ИК}$	$\Delta = Car_{ИК} - Har_{ИК}$	CH_3/CH_2
АФ	0.92	0.81	0.11	0.35
СК	0.84	0.65	0.19	0.34
ТГКК/СК	0.75	0.52	0.23	0.32

Таблица 4

Результаты интегрирования ¹H ЯМР-спектров и структурные параметры Брауна-Лэднера для дистиллятных фракций 230–450 °С.

Растворитель, использованный для получения экстракта	Распределение протонов						Параметры Брауна-Лэднера			
	Har	Holef	Ha	Hβ	Hγ	Ho	faH1	Haru/Car	σ	n
АФ	77.94	0.20	13.26	7.53	0.32	0.75	0.91	0.77	0.11	1.59
СК	59.12	0.38	20.21	18.22	0.31	1.76	0.82	0.82	0.19	1.92
ТГКК/СК	42.27	1.55	28.71	25.82	0	1.65	0.71	0.87	0.28	1.90

Структурные особенности: Усредненная молекула в составе фракций 350–450 °С представляет собой конденсированный ароматический углеводород с 3–4 ядрами. В дистиллятах, полученных с использованием смеси ТГКК/СК, наблюдается увеличение доли тетракольчатых ароматических углеводородов, что может быть связано с более высокой степенью конденсации ароматических структур.

Высокая ароматичность и содержание полиароматических углеводородов в дистиллятных фракциях делают их перспективным сырьем для производства игольчатого кокса. Ароматические углеводороды с 3–4 конденсированными циклами могут служить основой для формирования структуры игольчатого кокса, что важно для его механической и термической устойчивости. Использование смесевых растворителей (например, ТГКК/СК) позволяет увеличить выход дистиллятов и снизить затраты на производство, что делает процесс более экономически выгодным. Это особенно важно для промышленного применения, где ключевым фактором является рентабельность производства.

Продукты термосольволиза угля, особенно дистиллятные фракции с высокой ароматичностью, могут быть использованы в качестве сырья для производства игольчатого кокса. Оптимизация процесса термического растворения и выбор подходящих растворителей позволяют повысить выход и качество получаемых фракций, что открывает новые возможности для их промышленного применения.

Таким образом, исследование подтверждает перспективность использования продуктов термосольволиза угля в качестве сырья для синтеза игольчатого кокса. Это может способствовать развитию новых технологий в области углеродных материалов, а также снижению затрат на производство высококачественных электродов для металлургической и электрохимической промышленности.

Литература

1. Кузнецов П.Н. и др. Терморазложение углей ряда метаморфизма в среде тетралина и антраценовой фракции смолы коксования // Химия твердого топлива. – 2020. – № 2. – С. 3-11.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАМЕДЛЕННОГО КОКСОВАНИЯ ГУДРОНА

Волков М.А.

Научный руководитель к.т.н. И.М. Долганов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс замедленного коксования является одним из ключевых термических процессов глубокой переработки нефти, обеспечивая переработку тяжелых остатков в ценные продукты — бензин, дизельное топливо, тяжелый газойль и нефтяной кокс. Его важность в современной нефтепереработке обусловлена необходимостью увеличения выхода светлых нефтепродуктов и максимального вовлечения тяжелых фракций в топливный цикл. Для повышения эффективности и оптимизации управления процессом замедленного коксования необходима разработка адекватной математической модели, которая позволяет описывать кинетику процесса, учитывать тепломассообмен и предсказывать выход целевых продуктов. В работе представлена математическая модель процесса замедленного коксования, позволяющая оценивать влияние технологических параметров на выход продуктов.

Замедленное коксование сочетает в себе процессы крекинга, коксообразования, а также фазового перехода, требующие учета тепло- массообменных характеристик, кинетики реакций, на основании которых строится математическая модель, пригодная для анализа и оптимизации процесса [1].

Входными данными для модели являются: физико-химические свойства сырья, производительность установки, температура и давление процесса, объем заполняемой части реактора. Для расчета модели в качестве сырья использованы характеристики тяжелых нефтяных остатков, типичных для Западно-Сибирских нефтей. Исходные данные получены на основании информации, предоставленной одним из НПЗ РФ. В расчетах за 100 % производительности принята величина 200 т/ч, объем реактора составляет 960 м³. Моделирование проводилось пошагово до достижения предельного момента — полного заполнения реактора коксом.

Ниже приведены результаты расчета разработанной модели процесса замедленного коксования.

Зависимости выхода продуктов замедленного коксования от температуры (рис. 1)

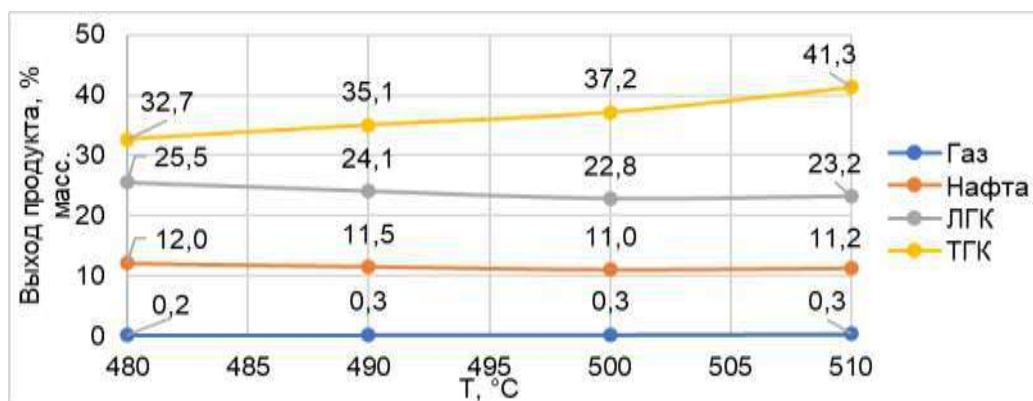


Рис. 1. Зависимость выхода продуктов от температуры

С увеличением температуры общее количество жидких продуктов (нафта + ЛГК + ТГК) возрастает. Это связано с интенсификацией термического крекинга, при котором тяжелые компоненты сырья более полно преобразуются в жидкие дистиллятные фракции.

Зависимости выхода продуктов замедленного коксования от давления (рис. 2)

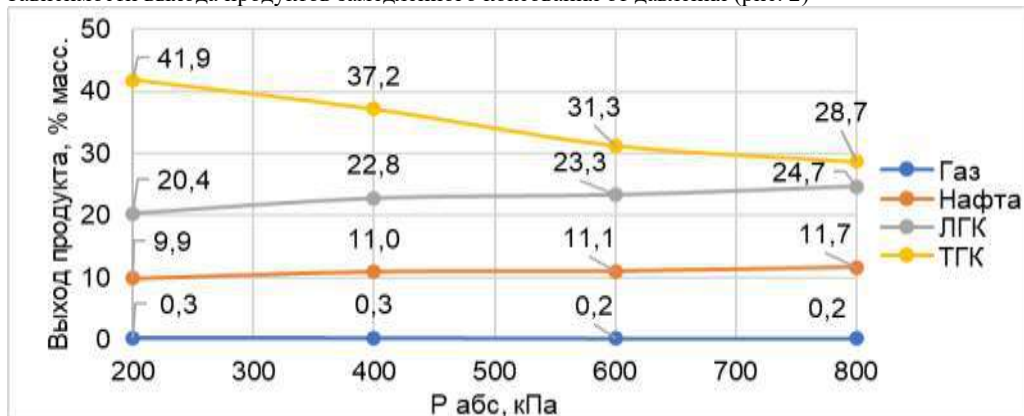


Рис. 2. Зависимость выхода продуктов от давления

Общее количество жидких продуктов снижается с ростом давления, несмотря на увеличение выхода ЛГК и нефти. Это связано с тем, что основной вклад в жидкую фазу вносит ТГК, выход которого существенно уменьшается из-за его дополнительной термодеструкции при повышенном давлении.

Зависимости выходов продуктов и времени заполнения реактора от массовой скорости подачи сырья (рис. 3-5).

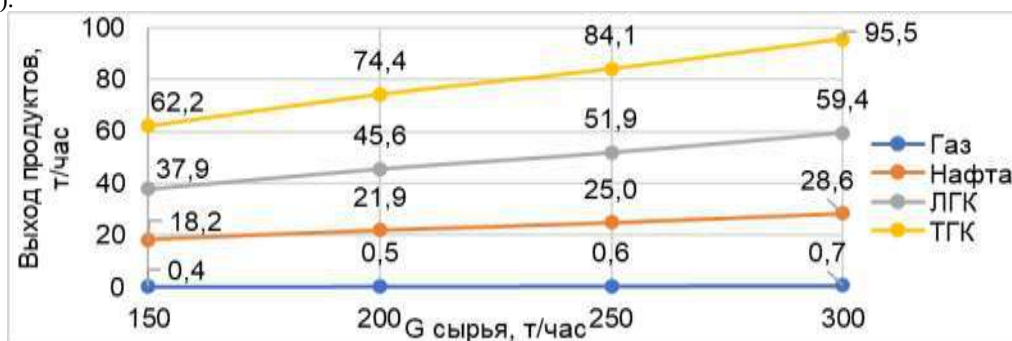


Рис. 3. Зависимость выхода продуктов от расхода сырья

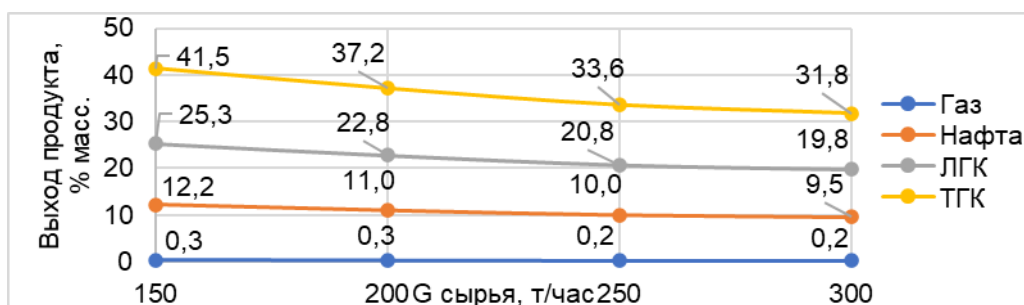


Рис. 4. Зависимость выхода продуктов (% масс.) от расхода сырья

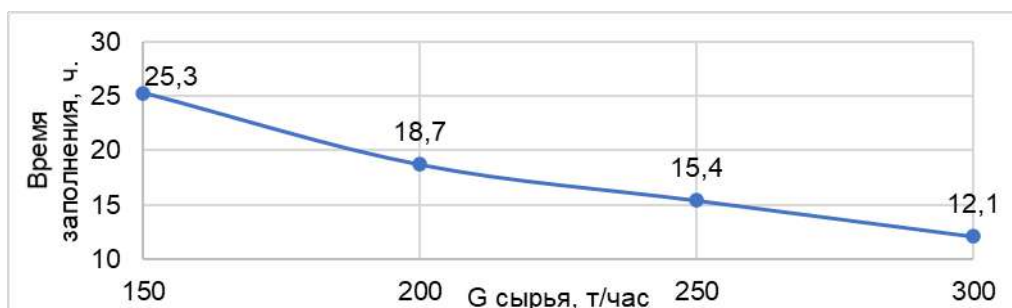


Рис. 5. Зависимость времени заполнения реактора от расхода сырья

С увеличением подачи сырья (G, т/ч) абсолютные выходы всех продуктов (т/ч) возрастают за счёт роста массы перерабатываемого материала, при этом время заполнения реактора заметно сокращается — с 25,3 до 12,1 ч. Массовые выходы (в % от сырья) ТГК, ЛГК и нефти снижаются. Это связано с уменьшением времени пребывания сырья в реакторе, что приводит к снижению глубины термодеструкции. Таким образом, при повышении производительности установки увеличивается общий выход продуктов в тоннах, но снижается эффективность переработки в расчёте на единицу сырья.

Таким образом, разработанная модель замедленного коксования адекватно отражает основные закономерности процесса и позволяет оценивать влияние технологических параметров — температуры, давления и подачи сырья — на выход целевых продуктов и эффективность заполнения реактора. Установлено, что повышение температуры способствует увеличению общего выхода жидких продуктов за счёт усиления термодеструкции. Рост давления, напротив, приводит к снижению выхода тяжёлых дистиллятных фракций из-за их углубленного крекинга. Увеличение подачи сырья повышает абсолютный выход продуктов, но снижает их массовую долю из-за сокращения времени пребывания сырья в реакторе. Модель может быть использована для выбора оптимальных условий работы установки с целью повышения эффективности переработки тяжелых остатков.

Литература

1. Borges C.N., Mendes M.A., Alves R.M.B. Mathematical Modeling of an Industrial Delayed Coking Unit // Computer Aided Chemical Engineering. – 2015. (37). – С. 515–520.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОФРАКЦИОНИРУЮЩЕЙ УСТАНОВКИ НА СПГ-ЗАВОДЕ

Грива Д.В.^{1,2}, Седлецкая А.А.²

Научный руководитель профессор Л.М. Ульев¹

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

²*АО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа»,
г. Томск, Россия*

Одним из ключевых направлений развития газовой промышленности является наращивание производства и экспорта сжиженного природного газа. Перспективное освоение крупных запасов газа должно предполагать применение энергоэффективных подходов и методик с учетом проблематики процессов на СПГ-заводе.

Ограничения на доступ к зарубежным технологиям и необходимость достижения технологического суверенитета создают среду для адаптации и совершенствования существующих технологий производства СПГ, особенно актуален поиск эффективных схем охлаждения и сжижения газа, способных обеспечить конкурентную цену российского СПГ на мировом рынке [4].

Объектом настоящего исследования является завод СПГ, ориентированный на полное развитие газовых активов, и имеющий перспективное месторасположение в арктическом поясе. В рамках повышения энергоэффективности блока сжижения природного газа был сформирован методический подход по выбору эффективного решения проведения процесса сжижения, в результате которого были получены зависимости о влиянии составов и расходов хладагентов на затратную часть проекта [2].

Задача текущей работы заключается в совершенствовании разработанного подхода в части обеспечения СПГ-завода с удаленным расположением смешанными хладагентами. Ключевыми вариантами снабжения являются строительство газодифракционной установки и поставка готовых смесей. Производство чистых компонентов для хладагентов на газодифракционных установках является дорогостоящим вложением для завода, ввиду использования в процессе металлоемкого колонного оборудования [1]. В свою очередь решение вопроса своевременной подпитки холодильных циклов через привоз готовых смесей обладает логистическими рисками с учетом удаленной локации СПГ-объекта.

Вариантом снижения рисков является автономное производство компонентов хладагента на газодифракционной установке. Строительство установки обладает преимуществами своевременной подпитки хладагентов в цикле, а также оперативным изменением составов смесей в зависимости от температуры окружающей среды для большего выхода СПГ.

Для оптимизации системы энергопотребления на проектируемой газодифракционной установке был использован метод пинч-анализа [4]. Первым шагом являлось формирование базового проекта цифровой имитации установки (рис. 1), который рассчитан только на получение качественного продукта и на котором не предусмотрена тепловая интеграция процесса (охлаждение и подогрев происходит с помощью дополнительных горячих и холодных утилит). Для того, чтобы уменьшить стоимость обслуживания установки, необходимо провести тепловую интеграцию с целью увеличения рекуперативной мощности и уменьшения потребления внешних энергоносителей.

Для этого была проведена экстракция технологических данных с анализом теплосодержания и потоковых теплоемкостей холодных и горячих потоков для составления цифрового образа системы теплообмена. После формирования потоковой таблицы строятся составные кривые базового проекта и определяется какое количество тепла необходимо подвести в систему и отвести.

Таблица

Цифровой образ системы теплообмена

№	Название потока	Тип	T _с , °C	T _т , °C	G, т/ч	CP, кВт/°C	ΔH, кВт
1	Природный газ после расширения	гор.	-34,7	-40,0	373,7	576,6	3056,0
2	Кубовый остаток К-4	гор.	119,8	30,0	1,8	1,3	117,8
3	Пропан на технологические нужды	гор.	51,1	30,0	23,0	105,1	2213,0
4	Смесь изобутана и н-бутана	гор.	66,3	30,0	9,4	28,2	1024,0
5	Конденсация паров К-2	гор.	6,7	6,5	121,3	31268,7	6285,0
6	Конденсация паров К-3	гор.	51,6	51,1	104,0	12184,6	6336,0
7	Конденсация паров К-4	гор.	67,0	66,3	32,9	2651,4	1962,0
8	Кубовый остаток К-1	хол.	41,6	50,0	73,6	323,4	2726,0
9	Кубовый остаток К-2	хол.	63,8	80,0	34,3	131,1	2122,0
10	Кубовый остаток К-3	хол.	73,2	85,0	11,2	57,7	679,0
11	Подогрев кубового остатка К-1	хол.	33,5	41,6	152,2	1223,4	9897,0
12	Подогрев кубового остатка К-2	хол.	81,6	86,7	132,4	1284,7	6565,0
13	Подогрев кубового остатка К-3	хол.	102,0	105,8	91,3	1414,5	5375,0
14	Подогрев кубового остатка К-4	хол.	113,8	119,8	24,0	293,5	1761,0

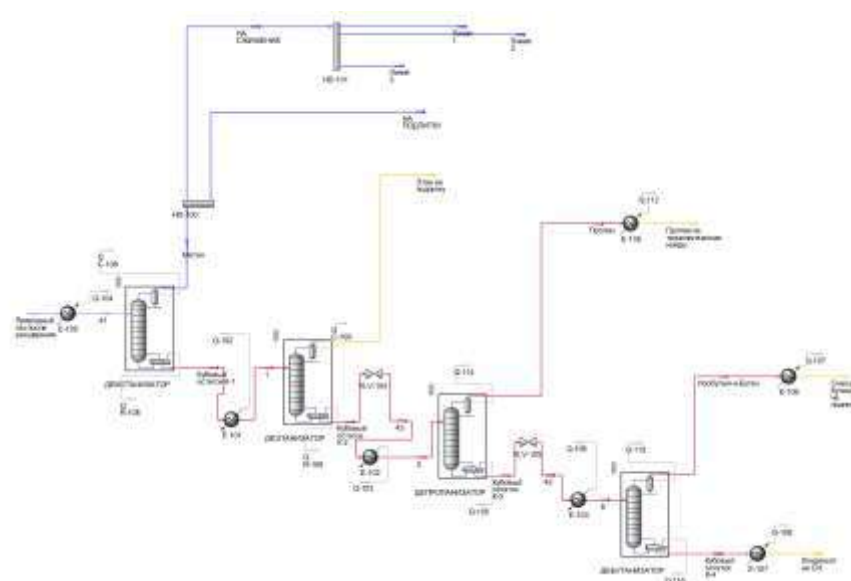


Рис. 1. Цифровая имитация базового проекта газодифракционного процесса

С помощью имитационной модели и потоковой таблицы были построены составные кривые системы теплообмена без тепловой интеграции для расчета стоимости потребления внешних энергоносителей. После построения зависимостей экономических затрат от минимальной движущей силы теплообмена было определено оптимальное значение $\Delta T_{\min opt} = 11^\circ\text{C}$, которое обеспечивает компромисс между дисконтированными капитальными вложениями и годовыми затратами на потребление внешних энергоносителей.

Для данной минимальной температуры были построены составные кривые и синтезирована сеточная диаграмма (рис. 2), на основе которых определена целевая площадь поверхности рекуперативного теплообмена.

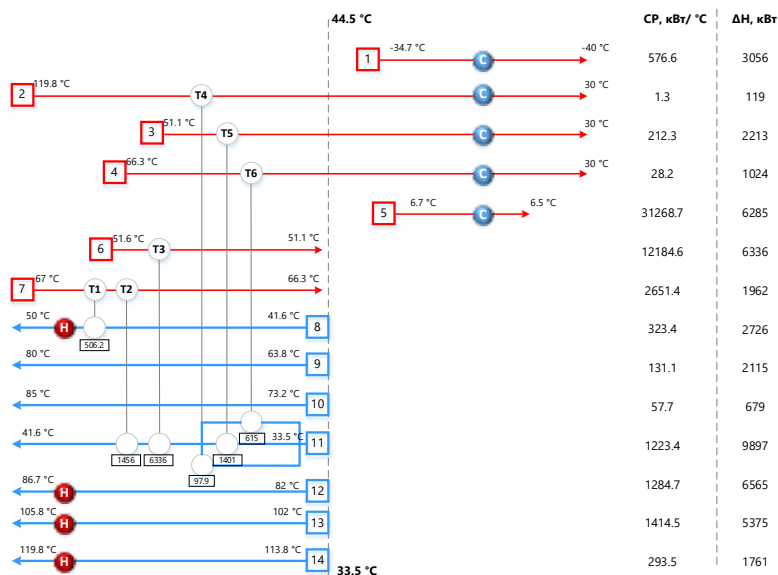


Рис. 2. Сеточная диаграмма системы теплообмена

Литература

1. Mokhatab S. Handbook of Liquefied Natural Gas // Elsevier, 2014. 591 p.
2. Грива Д.В. и др. Повышение энергоэффективности процесса сжижения природного газа в арктических условиях // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 11. – С. 72-76.
3. Ульев Л.М. Введение в пинч-анализ [Текст]: учебное пособие для вузов / Л.М. Ульев. – 2-е изд., стер. – Санкт-Петербург: Лань, 2024. – 208 с.
4. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. – 2020. – 93 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЦИКЛОПЕНТАДИЕНА
С ПЕРФТОРПЕЛАРГОНОВОЙ КИСЛОТОЙ**

Гущина-Циттель А.А.

Научный руководитель – к.х.н., доцент А.А. Мананкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Циклопентадиен является продуктом выделения низкокипящих фракций пиролиза нефти. Свою востребованность в промышленности он получил благодаря хорошей способности к димеризации при комнатной температуре [1].

Циклопентадиен служит исходным сырьем для получения дициклопентадиена, металлоценов, циклопентана, циклопентена, а также для всех соединений, включающих в себя норборненовое кольцо.

Полициклопентадиен – это **термореактивный полимер**, имеющий циклические фрагменты и двойную связь в каждом мономерном звене. Он обладает превосходной термостойкостью, высокой температурой стеклования, отличительной жесткостью и характеризуются отличными электроизоляционными свойствами.

Практически все полимеры, модифицированные фторорганическими соединениями, обладают низкой критической поверхностной энергией, то есть при использовании таких материалов не требуется высокая адгезионная прочность. Чем больше содержание CF_3 -групп в полимере, тем меньше его поверхностная энергия.

Фторполимеры не воспламеняются, не растворяются во многих органических растворителях, проявляют превосходную инертность к химическим воздействиям и стойкость к старению. Они обеспечивают термическую стабильность и являются диэлектрическими материалами. Эти свойства обуславливают перспективность их использования в строительной, авиационной и химической промышленности [3, 4].

В данной работе использовали циклопентадиен, который перегоняли с помощью дефлегматора.

Целью работы является изучение влияния температуры, времени и растворителя на процесс реакции взаимодействия циклопентадиена с акриловой кислотой. Синтез происходит в колбе с мешалкой при одновременной загрузке циклопентадиена и кислоты в соотношении 1 : 1 [2]. Продукт имеет прозрачный цвет с $\text{pH} = 1$. Результаты синтеза полученного вещества – норборн-5-ен-2-карбоновой кислоты подтверждены ГХМС-анализом и ИК-спектроскопией.

Также исследовали реакцию взаимодействия норборн-5-ен-2-карбоновой кислоты с перфторпеларгоновой кислотой. Процесс осуществлялся в колбе при энергичном перемешивании. Температура процесса составляла $60 \div 62$ °С до растворения фторсодержащей кислоты, а затем 35 °С. Синтез продолжали один час. Опытным путем было выяснено, что количество перфторпеларгоновой кислоты должно быть в четыре раза меньше. Реакционная смесь имеет бледно-желтый цвет. Структура полученного вещества – гептадекафторбицикло[2.2.1]-гептен-5 ангидрида подтверждена ЯМР ^1H , ^{13}C и ИК-спектроскопией.

Литература

1. Аюбов И.Г. Полимеры на основе циклопентадиена синтез, свойства и области применения // Вестник Башкирского государственного педагогического университета им. М. Акмуллы. – 2021. – № 1 (58). – С. 5-13.
2. Мамедбейли Э.Г. и др. Синтез имидазолина на основе диэтилентриамин и норборн-5-ен-2-карбоновой кислоты и его неорганических анионных комплексов и изучение его влияния на биокоррозию // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2020. – № 3. – С. 22-26.
3. Паншин Ю.А., Малкевич С.Г., Дунаевская Ц.С. Фторопласты. – 1978.
4. Перфторпеларгоновая кислота [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://halopolymer.ru/product/malottonnazhnaya-ftorkhimiya/monomery-i-funktsionalnyevshchestva/perftorpelargonovaya-kislota/> (дата обращения: 23.01.2025).

РАСЧЕТ ДЛИНЫ ЗОНЫ ГРАВИТАЦИОННОГО ОСАЖДЕНИЯ ФАКЕЛЬНОГО СЕПАРАТОРА

Ершов Е.В.

Научный руководитель доцент Е.В. Подоплелов

Ангарский государственный технический университет, г. Ангарск, Россия

Факельные установки нефтепромыслов предназначены для безопасного и контролируемого сжигания или сброса горючих газов, которые образуются в процессе добычи нефти и газа, а также на объектах химической и нефтехимической промышленности [2]. В состав факельной установки входят сепараторы, представляющие собой горизонтальные емкостные аппараты (рис. 1). Для эффективного обезвоживания газа внутри сепаратора имеются брызгоотбойник (1), узел фильтров (2) и каплеуловители (4). Газ поступает через входной штуцер и проходит сначала через брызгоотбойник, где происходит первичное отделение капельной жидкости. Дальнейшее отделение капельной влаги осуществляется в зоне гравитационного осаждения (3) и в каплеуловителях, установленных на выходе из сепаратора. Под действием силы тяжести капельная жидкость оседает в нижнюю часть сепаратора и отводится снизу через штуцер для выхода жидкости. Очищенный газ выходит через штуцер, расположенный в верхней части корпуса.

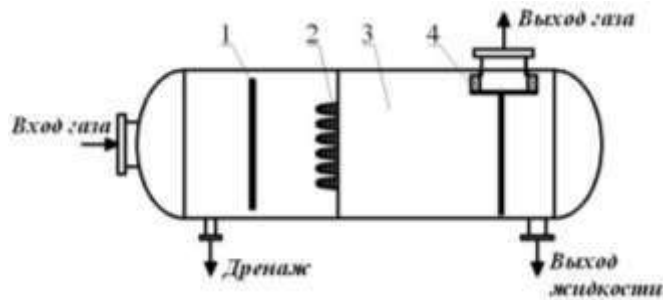


Рис. 1. Схема аппарата: 1 – брызгоотбойник; 2 – узел фильтров; 3 – зона гравитационного осаждения; 4 – каплеуловители

В работе предложена методика расчета длины зоны гравитационного осаждения (сепарации) (L) факельного сепаратора диаметром (D) 3,2 м. Расчет производился при разных нагрузках по газу (V) в м³/ч и принимались следующие исходные данные: плотность (ρ_g) газа 3,03 кг/м³, коэффициент динамической вязкости (μ_g) газа $0,011 \cdot 10^{-3}$ Па·с, плотность ($\rho_{ж}$) жидкости 926 кг/м³. В горизонтальном сепараторе капли жидкости, уносимые потоком газа, движутся вдоль оси сепаратора и вниз – под действием силы тяжести, оседаясь внизу аппарата (рис. 2). За высоту осаждения (H) принимается максимальная высота, т. е. диаметр факельного сепаратора.

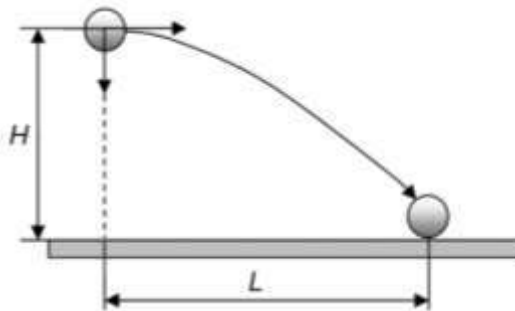


Рис. 2. Движение капли жидкости

Время осаждения капель жидкости в зоне сепарации может быть определено:

$$\tau_{ос} = D / W_{ос}, \quad 1)$$

где $W_{ос}$ – скорость осаждения, м/с.

Для определения скорости осаждения, входящую в формулу (1), необходимо предварительно рассчитать критерий Архимеда (Ar) и критерий Рейнольдса (Re). Критерий Архимеда определялся по формуле [3, 9]:

$$Ar = \frac{g d^3 \rho_r^2 (\rho_{ж} - \rho_r)}{\mu_r^2},$$

где: g – ускорение силы тяжести, м/с², d – диаметр капель жидкости, м. По опытным данным Р.И. Щищенко [1], в нефтяных трапах преобладают капли диаметром 100 мкм (0,1 мм), однако для сепараторов природных газов

СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

таких данных нет. Поэтому в работе произвольно задавались рядом значений d от 0,08 до 0,7 мм для которых определялись значения критерия Архимеда.

По результатам расчетов значения критерия Архимеда (таблица 1) соответствовали переходному режиму осаждения и находились в интервале $36 \leq \psi \cdot Ar \leq 83000$, где ψ – коэффициент формы (для шарообразных капель $\psi = 1$).

Зависимость между Re и Ar следующая [4]:

$$\zeta \cdot Re^2 = \frac{4}{3} Ar, \quad (2)$$

где ζ – коэффициент сопротивления. Для переходного режима ζ определяется по формуле:

$$\zeta = 18,5 / Re^{0,6}. \quad (3)$$

Подставив (3) в (2) и выразив относительно Re получим:

$$Re = \sqrt[1,4]{\frac{4}{3} \cdot \frac{Ar}{18,5}}.$$

Скорость осаждения капель жидкости в сепараторе рассчитывалась [3, 9]:

$$W_{oc} = \frac{Re \cdot \mu_z}{d \cdot \rho_z}.$$

Далее по формуле (1) определялось время осаждения капель жидкости, длина зоны сепарации:

$$L = W_z \cdot \tau_{oc},$$

где $W_z = 4V/\pi D^2$ – линейная скорость газа.

Результаты расчета длины зоны гравитационного осаждения при различных значениях диаметра капель жидкости и производительности по газу приведены в таблице.

Таблица

Результаты расчетов

d , мм	0,08	0,1	0,142	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
Ar	116,1	226,7	649,2	765,2	1813,9	6121,8	14510,9	28341,6	48974,2	77769,3
Re	4,6	7,4	15,6	17,5	32,5	77,5	143,5	231,4	342,1	475,9
W_{oc} , м/с	0,21	0,27	0,4	0,42	0,59	0,94	1,3	1,68	2,07	2,47
τ_{oc} , с	15,5	12	8	7,5	5,43	3,4	2,5	1,9	1,5	1,3
L , м (при 56530 м ³ /ч)	30,21	23,41	15,68	14,73	10,6	6,67	4,8	3,72	3,02	2,53
L , м (при 12328 м ³ /ч)	6,59	5,11	3,42	3,21	2,31	1,45	1,05	0,81	0,66	0,55
L , м (при 7280 м ³ /ч)	3,89	3,01	2,02	1,9	1,36	0,86	0,62	0,48	0,39	0,33

По результатам расчетов, приведенных в таблице, получены графические зависимости рис. 3–6.

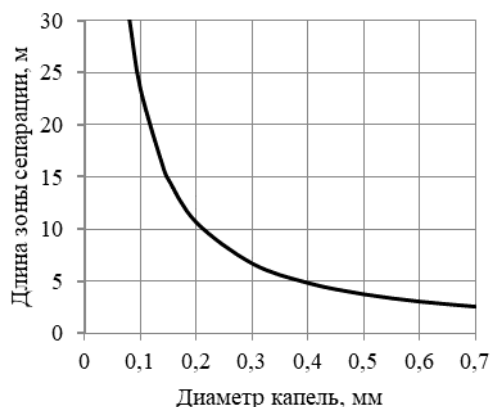


Рис. 3. Зависимость длины зоны сепарации от диаметра капель (при 56530 м³/ч)

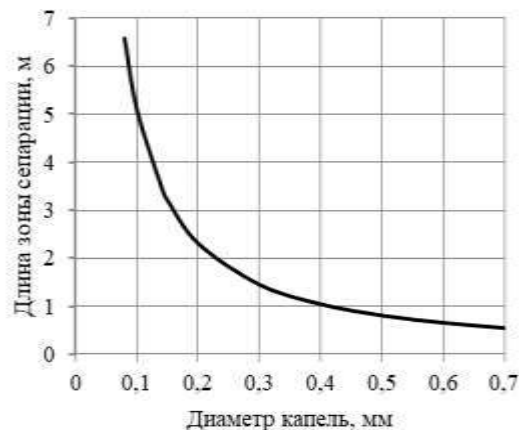


Рис. 4. Зависимость длины зоны сепарации от диаметра капель (при 12328 м³/ч)

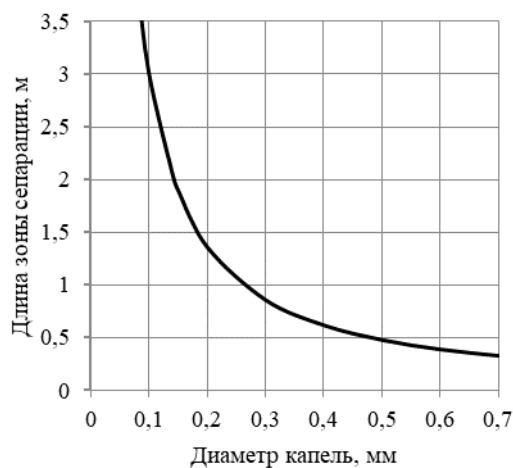


Рис. 5. Зависимость длины зоны сепарации от диаметра капель (при $7280 \text{ м}^3/\text{ч}$)

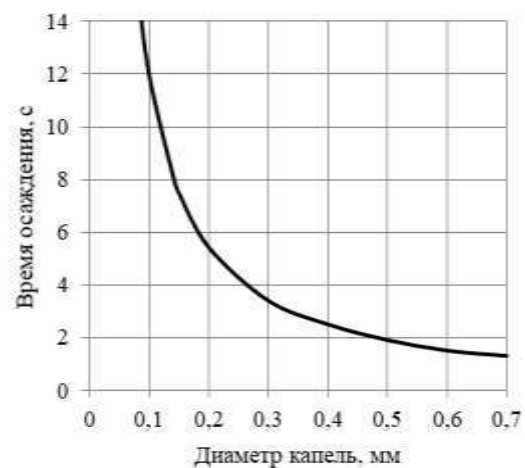


Рис. 6. Зависимость диаметра капель от времени осаждения

В заключении можно сделать следующий вывод: с уменьшением диаметра капель жидкости, менее $0,1 \text{ мм}$, кривые (рис. 3–5) приобретают пологий характер, что приводит к значительному увеличению требуемой длины зоны сепарации [5–8]. Поэтому улавливание более мелких капель, с целью уменьшения металлоемкости факельного сепаратора, целесообразно осуществлять с помощью фильтров и каплеуловителей [2]. С увеличением производительности возрастает линейная скорость газа, однако, на скорость осаждения, а, следовательно, и время осаждения, она не оказывает влияния, поэтому рис.6 можно отнести к работе сепаратора при разных значениях производительности. Предложенная в работе методика расчета длины зоны сепарации, исходя из размера капель жидкости и производительности по газу, поможет оптимизировать процесс проектирования, позволит создать наиболее технологичный аппарат, который будет в полном объеме удалять капельную жидкость из газожидкостного потока.

Литература

1. Базлов М.Н., Жуков А.И., Алексеев Т.С. Подготовка природного газа и конденсата к транспорту. — М.: Изд-во «Недра», 1968. — 215 с.
2. Леонтьев С.А., Галикеев Р.М., Тарасов М.Ю. Технологический расчет и подбор стандартного оборудования для установок системы сбора и подготовки скважинной продукции: учебное пособие. — Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2015. — 124 с.
3. Набока В.В., Подоплелов Е.В., Дементьев А.И., Соломонова В.М. Методические указания по выполнению лабораторных работ по курсу «Процессы и аппараты химической технологии». — Ангарск: Изд-во АнгТУ, 2018. — 44 с.
4. Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. — М.: Изд-во Альянс, 2006. — 576 с.
5. Подоплелов Е. В., Щербин С.А., Глотов А.А. Анализ эффективности работы факельного сепаратора высокого давления // Современные технологии и научно-технический прогресс. — Ангарск, 2022. — № 9. — С. 41–42.
6. Подоплелов Е.В., Дементьев А.И., Лойко Р.Д. Расчет длины зоны сепарации гравитационного газового сепаратора // Сборник научных трудов Ангарского государственного технического университета. — Ангарск, 2024. — № 21. — С. 136–139.
7. Подоплелов Е.В., Дементьев А.И., Лойко Р.Д. Моделирование горизонтального гравитационного газового сепаратора // Современные технологии и научно-технический прогресс. — Ангарск, 2024. — № 11. — С. 56–57.
8. Щербин С.А., Подоплелов Е.В., Дементьев А.И. Технологический расчет и оценка эффективности факельного сепаратора высокого давления компрессорной станции Сузунского месторождения // Вестник Ангарского государственного технического университета. — Ангарск, 2018. — № 12. — С. 130–135.
9. Ульянов Б.А., Бадеников В.Я., Ликучев В.Г. Процессы и аппараты химической технологии. В примерах и задачах: учебное пособие. — Ангарск: Изд-во АнгТУ, 2006. — 743 с.

**МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ
ДЛЯ ОЧИСТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ОТ ВОДЫ И ДРУГИХ ПРИМЕСЕЙ**

Китов Е.С., Ерофеев В.И.

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как известно при длительной эксплуатации месторождения на протяжении нескольких лет избыточное давление добываемого газа начинает постепенно снижаться и для его поддержания вводится дополнительная холодильная установка или дожимная компрессорная станция с вводом турбодетандерных агрегатов [1]. К слабым местам метода НТС относится: захлаживание и сепарация пропана из природного газа с применением турбодетандеров, не обеспечивающих необходимых параметров, так как происходит физический унос с потоком газа [2]. Происходит существенный унос несконденсированной капельной влаги углеводородов C3+ в товарном газе в магистральном трубопроводе. Экспериментальные расчеты показали, что в товарном газе содержание углеводородов C5+ содержится от 2 до 6 г/м³.

Целью данной работы является предложение технических решений и их анализ.

- глубокое отделение углеводородов C5+ из исходного сырого газа;
- извлечение углеводородов ШФЛУ при помощи внутритрубных сепараторов;
- предотвращение уноса капельной влаги с осушенным природным газом [3].

Основным решением применения нового сепаратора является действие физических процессов в аксиальном циклоне. При попадании исходного сырого газа в внутритрубный сепаратор начинается процесс завихрения; в рабочем теле сепаратора возникают центробежные силы, за счет которых происходит осаждение тяжелых компонентов углеводородов на стенках аппарата. При этом через центральную зону рабочего тела сепаратора проходит осушенный газ. В секции разделения потоков среды разделяются на газовую и жидкую фазы. Конструкция такого вида значительно снижает металлоемкость и позволяет провести монтаж оборудования в необходимом месте за короткий промежуток времени, отводимый на остановочный капитальный ремонт. Описываемое оборудование (рис.1) подходит для применения в технических процессах:

- отделение углеводородов C3+ из газоконденсата;
- предотвращение попадания капельной жидкости из оборудования;
- отделение широкой фракции легких углеводородов методом низкотемпературной сепарации на установках комплексной подготовки газов.

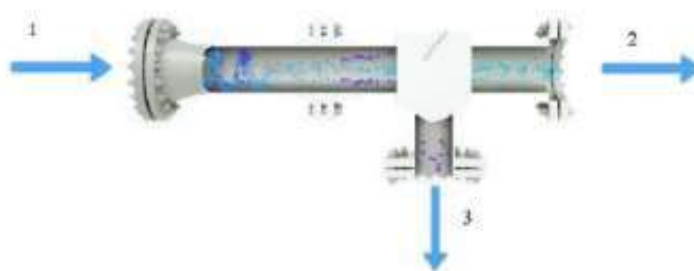


Рис. 1. Схема встроенного сепаратора: 1 – газожидкостная смесь, 2 – газ, 3 – жидкость

Использование внутритрубного сепаратора на установке, включенного в низкотемпературную сепарацию, эффективно отделяет конденсат и пластовую воду после первичной сепарации (рис. 2). Эффективность внутритрубных сепараторов достигает 95–99 % [4].

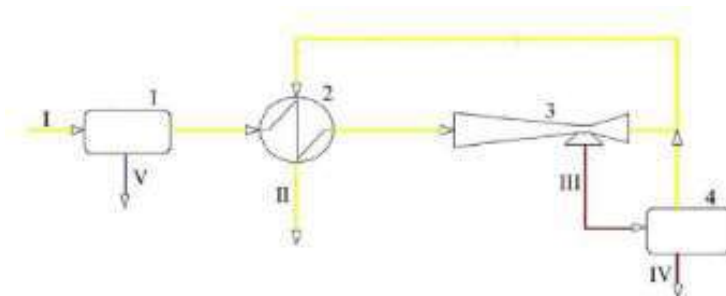


Рис. 2. Принципиальная схема установки низкотемпературной сепарации со встроенным сепаратором:
1 – сепаратор, 2 – рекуперативный теплообменник, 3 – внутритрубный сепаратор, 4 – емкость, I – сырой газ,
II – осушенный газ, III – конденсат, обогащенный водой, IV – нестабильная жидкость для стабилизации,
V – водно-метанольный раствор

Математически можно описать фазовый процесс равновесия газа системой уравнений Эйлера при описании сверхзвуковых течений.

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \nabla \rho V = 0 \quad (1) \quad \frac{\partial v}{\partial t} + (V \nabla) V + \frac{1}{\rho} \nabla p = 0 \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} + \nabla V \left(c_v T + \frac{V^2}{2} \right) + \frac{1}{\rho} \nabla \rho V = 0 \quad (3), \quad p = \rho R T \quad (2)$$

где V – скорость газа; ρ – плотность природного газа; T – температура газа; c_v – теплоемкость газа; R – универсальная газовая постоянная.

Переход жидкой фазы исходного газа наступает фаза пресыщения и когда давление пара pV к давлению насыщения пара $p_s(T)$:

$$u = \frac{pV}{p_s(T)} \quad (3)$$

При выполнении условия $u > 1$ происходит конденсация в рабочем теле внутритрубного сепаратора [5]:

$$u > u_{cr} = \exp \left[1,74 \frac{M}{\rho} \left(\frac{\sigma}{T} \right)^{\frac{3}{2}} \cdot 10^7 \right], \quad (4)$$

где M, ρ – молекулярная масса и плотность природного газа при его конденсации; σ – коэффициент поверхностного натяжения.

Таким образом незначительные расходы на транспортировку установки и монтаж и отсутствие капельного уноса углеводородов $C5+$. Позволяет говорить об экономической целесообразности и перспективности устройства на газовых и газоконденсатных месторождениях в России.

Литература

1. Дробин Я.К. Модернизация системы подготовки природного газа на месторождениях с падающей добычей на примере западно-таркосалинского газового промысла // Журнал газовая промышленность. – 2018. – № 10. – С. 48–52.
2. Лучкин Н.А. Анализ рисков возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации турбодетандерных агрегатов низкотемпературной сепарации на объектах добычи газа / Н.А. Лучкин // Технология нефти и газа. – 2018. – № 1(114). – С. 49–52.
3. Прокопов А.В. Степень извлечения и остаточное содержание углеводородов $C5+$ в газе сепарации газоконденсатных месторождений / А. В. Прокопов, В. А. Истомин, Д. М. Федулов // Нефтегазохимия. – 2016. – № 2. – С. 64–70.
4. Wang G. et al. Experimental study on a swirl-vane separator for gas-liquid separation // Chemical Engineering Research and Design. – 2019. – Т. 151. – С. 108–119.
5. Уоллис Г. Одномерные двухфазные течения. — М.: Мир, 1972. — 440 с.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПРОЦЕССА АДСОРБЦИОННОЙ ОЧИСТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ОТ МИКРОПРИМЕСЕЙ ВОДЫ И ДРУГИХ СОЕДИНЕНИЙ

Китов Е.С.

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Для действующих месторождений отличительной чертой является падение пластового давления, высокая обводненность скважин в связи с применяемой технологии добычи углеводородного сырья, наличие большого количества кислых газов и других соединений, ухудшающих физико-химические свойства, эксплуатационные и транспортные характеристики природного газа.

Цель работы создание наиболее эффективного процесса осушки и очистки природного газа от микропримесей воды и других вредных соединений. На основе проведенных исследований предложены наиболее эффективная технология путем использования на первой стадии процесса низкотемпературной сепарации и на второй стадии адсорбционного блока с эффективными адсорбентами с модернизированным узлом подачи воздуха для более глубокой очистки природного газа от примесей воды и вредных веществ. Используя в комплексной установке очистки природного газа низкотемпературный сепаратор совместно с блоком адсорбционной очистки природного газа, совместной с модернизированным узлом подачи воздуха в адсорберы от микропримесей воды и других веществ возможно достижение глубокой степени очистки газа от микропримесей воды до температуры точки росы по воде (ТТРв) до минус 70 °C [1,2].

СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

Адсорбционная ёмкость (C , см³/г) адсорбентов определена по насыщенным парам по формуле:

$$C = \frac{m_2}{m_1 \cdot d_{420}} \quad (1)$$

m_1 – масса высушенного образца, г;

m_2 – масса сорбированной воды, г;

d_{420} – плотность воды, г/см³

При проведении параллельного исследования разница полученных результатов не превысила 0,018 см³/г. Адсорбционная емкость исследуемых цеолитов и поглотителей приведена в табл. 1.

Таблица

Изменение массы навески образцов при адсорбции влаги

Образец	До прокаливания, г	После прокаливания, г	Кинетика образцов, час					
			1	2	3	4	5	16
γ -Al ₂ O ₃	0,4355	0,2319	0,4062	0,4179	0,4274	0,4332	0,4374	0,4491
CaA (У)	0,4121	0,4037	0,5011	0,5075	0,5126	0,5180	0,5220	0,5394
NaX	0,4217	0,3474	0,3474	0,3801	0,3907	0,4067	0,4102	0,4208
KСМГ	0,4539	0,2204	0,4009	0,4107	0,4181	0,4213	0,4276	0,4361

На основании полученных данных табл. 1 был построен график насыщения влагой цеолитов и поглотителей от времени и приведен на рис. 1.

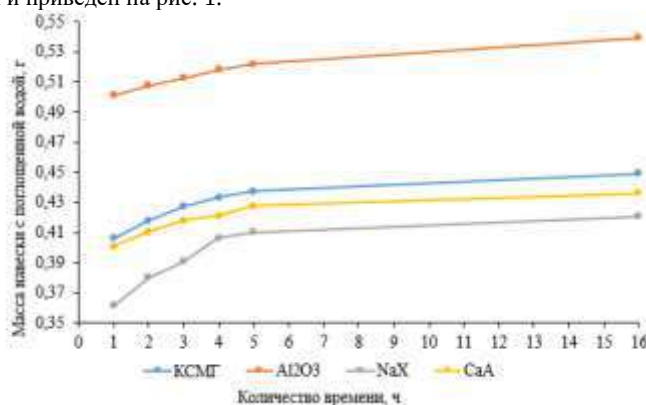


Рис. 1. Насыщение цеолитов и поглотителей влагой в зависимости от заданного интервала времени

По результатам расчетов адсорбционной емкости цеолитов по воде приведен график сравнения на рис. 2.

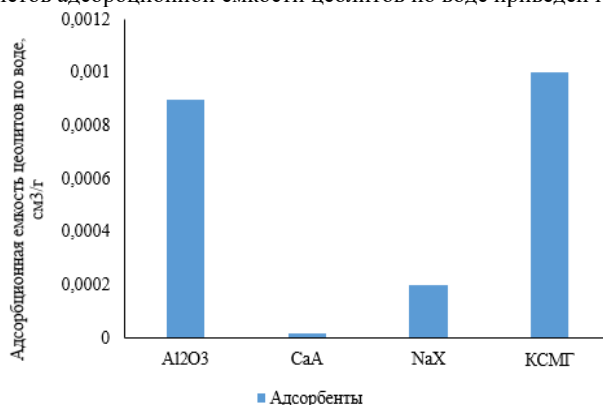


Рис. 2. Адсорбционная емкость различных навесок цеолитов и поглотителей по воде

На основании, проведенного исследования в качестве адсорбентов и цеолитов для адсорбционной осушки природного газа рекомендуется к применению активный оксид алюминия Al₂O₃ γ -модификации и цеолит CaA с заполнением адсорберов навалом в два слоя: верхний слой активный γ -Al₂O₃ объемом 50 % и нижний слой CaA в объеме 50 %, при условии ввода природного сырого газа через верхний штуцер адсорберов. Это обусловлено следующим: при высоком влагосодержании природного газа, при точке росы по влаге не менее 10 °С и сравнительно небольших температура до 25 °С, на первом этапе следует применить активный алюминий γ -Al₂O₃. При этом для тонкой осушки и удаления остаточной влаги из природного газа вторым слоем после активного алюминия следует использовать CaA.

Применяя различное аппаратное оформление установки НТС с блоком адсорбционной осушки, условий регенерации адсорбентов, возможно получение температуры точки росы по воде до минус 70 °С [3].

Принимая во внимание изложенные эскизы модернизации отдельных узлов установки методом НТС, предлагается к рассмотрению модернизированная схема подключения к установке блока НТС с адсорбционной осушкой сырого газа на рисунке 3.

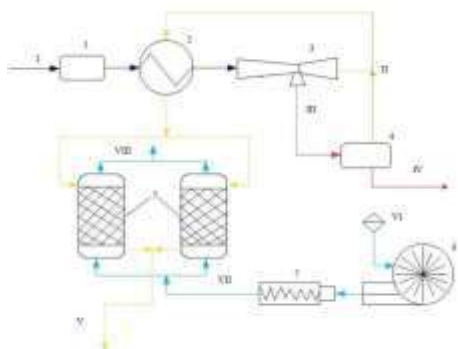


Рис. 3. Модернизированная принципиальная схема НТС:

1 – сепаратор, 2 – рекуперативный теплообменник, 3 – внутритрубный сепаратор, 4 – сепаратор, 5 – адсорберы, 6 – газодувка, 7 – нагреватель. I – сырой газ, II – подготовленный газ, III – жидкие углеводороды, IV – нестабильный конденсат, V – осушенный газ, VI – подача атмосферного воздуха через фильтр, VII – прямой нагретый атмосферный воздух, VIII – обратный нагретый атмосферный воздух

Литература

1. Гафарова Э.Б., Мельников В.Б. Сравнительный анализ основных показателей процесса адсорбционной осушки при производстве сжиженного природного газа // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2022. – № 2 (150). – С. 31–41.
2. Дробин Я.К. Модернизация системы подготовки природного газа на месторождениях с падающей добычей на примере западно-таркосалинского газового промысла // Журнал газовая промышленность. – 2018. - № 10. – С. 48–52.
3. Камышникова А.С. и др. Разработка принципиальной технологической схемы процесса адсорбционной сероочистки бензиновой фракции в присутствии силикагеля, модифицированного пивалатом цинка (II) // Известия высших учебных заведений. Химия и химическая технология. – 2023. – Т. 66. – № 2. – С. 92–99.

РАЗРАБОТКА ЭМПИРИЧЕСКИХ КОРРЕЛЯЦИЙ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЯ ТЕКУЧЕСТИ РАСПЛАВА (ПТР) ПОЛИЭТИЛЕНА НИЗКОЙ ПЛОТНОСТИ (ПЭНП) НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Котельников А.

Научный руководитель доцент И.М. Долганов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Полиэтилен низкой плотности (ПЭНП) — широко востребованный термопласт для плёночных материалов, упаковки, кабельной изоляции и многих других приложений. Одним из центральных параметров, определяющих перерабатываемость ПЭНП, является показатель текучести расплава (ПТР), характеризующий реологические свойства материала [1].

Как правило, ПТР определяется экспериментально (стандартные методики ASTM D1238, ISO 1133). Однако в современных условиях, когда производство полиэтилена оптимизируют под конкретные требования (например, задать определённый диапазон ПТР), возникает задача прогнозирования ПТР ещё на стадии проектирования рецептуры и технологических режимов полимеризации [2].

Для этого широко используют математические модели процессов радикальной полимеризации этилена под высоким давлением. Подобные модели (базирующиеся на кинетических уравнениях и уравнениях баланса радикалов) позволяют вычислять: средневзвешенную молекулярную массу (M_w), среднечисленную молекулярную массу (M_n), полидисперсность (PDI), число коротких ответвлений ($FSCB$), число длинных боковых ответвлений ($FLCB$).

Цель данной работы — построить эмпирические (или полумемпирические) корреляции для ПТР на основе именно модельных данных (полученных из цифровых экспериментов), без обязательного привлечения экспериментально полученных образцов.

ПЭНП синтезируется при давлениях до 2500 атм и температурах 200–300 °С. В автоклавных или трубчатых реакторах образуются радикалы-инициаторы, которые присоединяют этилен, формируя цепи, склонные к ветвлению ($FSCB$ и $FLCB$) [2].

Современные математические модели включают:

- Уравнения зарождения и роста радикалов;
- Механизмы обрыва (termination) и переноса цепи (chain transfer);
- Подробный учет побочных реакций, приводящих к короткому и длинному ветвлению.

В результате моделирования получено распределение цепей по молекулярной массе, а также статистическую оценку $FSCB$ и $FLCB$. Сами параметры $FSCB/FLCB$ могут выражаться в виде «число ветвей на 1000 атомов С» или в относительных единицах.

Известно, что при увеличении средневесовой молекулярной массы M_w вязкость расплава возрастает, следовательно, ПТР падает. Числовая молекулярная масса M_n в сочетании с M_w даёт представление о ширине молекулярно-массового распределения ($PDI = M_w/M_n$).

$FLCB$ (factor of Long Chain Branching) отражает наличие длинных ветвей, которые существенно повышают эластичность расплава, снижая текучесть.

$FSCB$ (factor of Short Chain Branching) отражает короткие ветви, которые обычно снижают кристалличность и могут повышать текучесть.

Однако, как показал анализ, эффект ветвления может существенно меняться в зависимости от уровня молекулярной массы. Именно поэтому в уравнениях иногда возникает потребность умножать $FSCB$ (или $FLCB$) на M_w (или M_n) либо использовать степенные функции ветвления. Часть данных (фактический ПТР) получена из производственного контроля (реальные образцы ПЭНП) [3,4].

Параметры (M_w , M_n , $FLCB$, $FSCB$) рассчитывались по математической модели радикальной полимеризации этилена, точность моделирования оценивались методами хроматографии.

Исходя из предположений выше были рассмотрены следующие уравнения регрессии [5]:

1. Базовая логарифмическая модель

$$\ln(\text{ПТР}) = A_0 + A_1 \ln(M_w) + A_2 \ln(PDI) + A_3 FSCB + A_4 FLCB + \epsilon \quad (1)$$

где, $A_{0..4}$, ϵ – коэффициенты регрессии

Дает неплохие результаты (типичное $R^2 \sim 0,85-0,88$), но в ряде случаев наблюдаются систематические отклонения при экстремальных значениях $FSCB$ или M_w .

2. Учет взаимодействия $FSCB * M_w$

Чтобы описать, что влияние $FSCB$ (коротких ветвей) может усиливаться или ослабляться при высоком (или низком) M_w , вводят произведение:

$$\ln(\text{ПТР}) = A_0 + A_1 \ln(M_w) + A_2 M_n + A_3 (\ln(M_w) * FSCB) + A_4 FLCB + \epsilon \quad (2)$$

Подобная «переменная взаимодействия» зачастую повышает точность, если на реальных данных видно, что эффект $FSCB$ неодинаков при разных M_w .

3. Степенные функции ($FSCB^a$ или $FLCB^b$)

Ещё один путь — вводить $FSCB$ в виде $FLCB^a$, где $a \sim$ степенной коэффициент регрессии.

$$\ln(\text{ПТР}) = A_0 + A_1 \ln(M_w) + A_2 M_n + A_3 (\ln(M_w) * FSCB^a) + A_4 FLCB^b + \epsilon \quad (3)$$

4. Простое уравнение регрессии со степенными коэффициентами

Помимо логарифмических уравнений, было предложено использовать простое уравнение регрессии, но со степенными коэффициентами для каждой переменной.

$$\text{ПТР} = A_0 + A_1 M_w^a + A_2 M_n^b + A_3 (M_w^c * FSCB^c) + A_4 FLCB^d + \epsilon \quad (4)$$

Результаты точности представлены в таблице ниже.

Таблица

Точность предложенных уравнений регрессии

Уравнение	R^2	RMSE	Комментарий
(1)	0,87	0,25	Простая логарифмическая регрессия
(2)	0,89	0,22	Учитывает «взаимодействие» $FSCB$ и M_w
(3)	0,90	0,20	Учитывает степенную функцию $FSCB$ и $FLCB$
(4)	0,95	0,14	Сочетает взаимодействие $FSCB$ и M_w , а также учитывает степенное влияние каждого показателя

В данной работе представлена расширенная серия эмпирических корреляций для прогнозирования показателя текучести расплава (ПТР) полиэтилена низкой плотности (ПЭНП), основанных на большой базе (свыше 2000 точек) фактического ПТР и модельных параметрах M_w , M_n , $FLCB$, $FSCB$. Главный вывод состоит в том, что простая линейная (или логарифмическая) регрессия нередко недостаточна для точного описания взаимосвязи, тогда как включение нелинейных членов позволяет учесть сложную природу ветвлений и взаимодействия между параметрами.

Подход особенно актуален для ПЭНП, где радикальная полимеризация дает большой разброс ветвлений и распределений по молекулярной массе.

Таким образом, предложенная методика регрессионного анализа, учитывающая нелинейные эффекты и произведения параметров, позволяет оперативно и достаточно достоверно оценивать ПТР без проведения каждого раза экспериментальных тестов. Это облегчает оптимизацию процессов полимеризации и разработку новых марок ПЭНП.

Литература

1. Семчиков Ю.Д. Высокомолекулярные соединения. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 368 с.
2. Молекулярная структура полиэтилена [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.studfiles.ru/preview/440388/#2>.

Набоков Н.А.^{1,2}, Выходцев А.В.^{1,2}

Научный руководитель доцент О.Е. Митянина¹

Научный руководитель профессор Е.Н. Ивашкина¹

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

²Акционерное общество «ТомскНИПНефть», г. Томск, Россия

В связи с усилением контроля со стороны правительства Российской Федерации, всё большую актуальность получают вопросы, связанные с сокращением выбросов парниковых газов. Технологии улавливания, хранения и использования углерода (CC(U)S) являются перспективным направлением по уменьшению выбросов CO₂ в атмосферу. Однако, существующие технологии не адаптированы к специфике дымовых газов (ДГ) газотурбинной электростанции (ГТЭС) – пониженная концентрация CO₂, повышенная концентрация O₂, высокая температура и низкое давление дымовых газов. Также остается неизученным вопрос о влиянии присутствия SO₂ в потоке дымовых газов на процесс улавливания CO₂.

Наиболее распространенной технологией улавливания является химическая абсорбция с использованием аминов. В качестве абсорбента может выступать большой перечень веществ. Однако, наиболее часто используется моноэтаноламин (МЭА).

Диоксид серы образуется в результате сжигания топливного газа (ТГ). Влияние SO_2 на процесс улавливания CO_2 из дымовых газов можно рассматривать с нескольких сторон. С одной стороны, абсорбция SO_2 . Диоксид серы может занимать активные сорбционные центры абсорбента, тем самым может препятствовать абсорбции CO_2 . С другой стороны, под влиянием O_2 и SO_2 может повыситься интенсивность окислительной деградации абсорбента. Оба влияния приводят к увеличению операционных затрат, связанных с закупкой абсорбента. По некоторым оценкам затраты на подпитку могут доходить до 20 % от общей стоимости проектов CC(U)S [1].

Для оценки возможности поглощения SO_2 абсорбентом в условиях поглощения CO_2 была создана модель в программном обеспечении (ПО) на основе технологической схемы на рисунке 1.

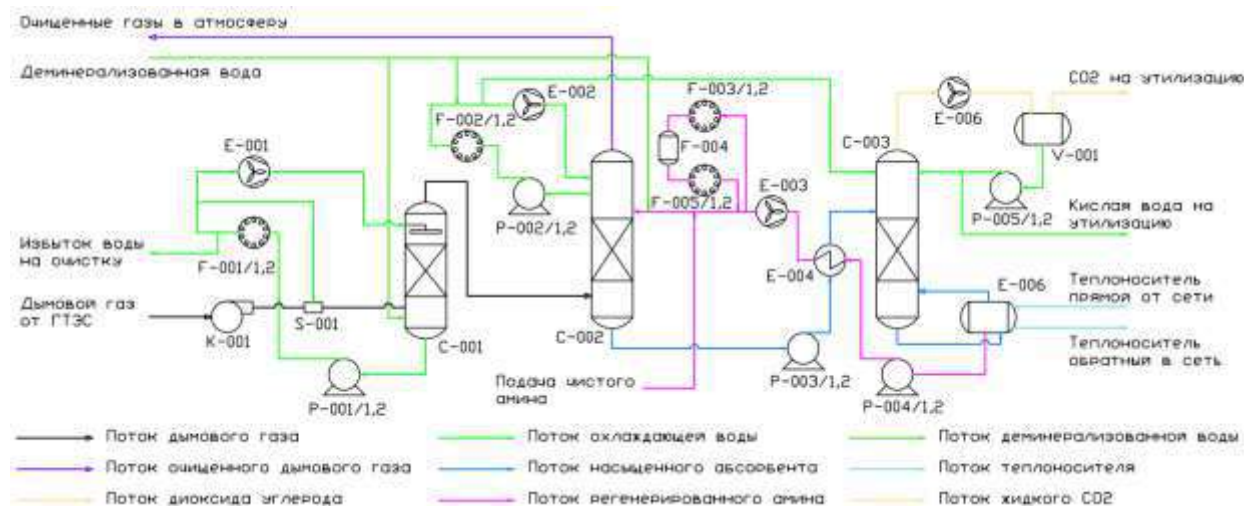


Рис. 1. Технологическая схема процесса улавливания CO₂: С-001 – скруббер; С-002 – абсорбер; С-003 – десорбер; Е-001, Е-002, Е-003 – аппарат воздушного охлаждения; Е-004 – рекуперативный теплообменник; Е-005 – конденсатор; Е-006 – ребойлер; F-001, F-002 – фильтр; F-003 – фильтр грубой очистки; F-004 – фильтр с активированным углем; F-005 – фильтр тонкой очистки; К-001 – дымосос; Р-001, Р-002, Р-003, Р-004, Р-005 – насос; S-001 – статический смеситель; V-001 – сборник-сепаратор флегмы.

Состав дымовых газов, который использовался в расчете, приведен в таблице.

Таблица

Состав дымовых газов по вариантам

Состав ДГ, %об.	Вариант 1						Вариант 2					
	Концентрация CO ₂ уменьшается						Концентрация CO ₂ не изменяется					
CO	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
H ₂ O	8,602	8,559	8,516	8,474	8,431	8,389	8,602	8,599	8,596	8,594	8,591	8,589
CO ₂	3,272	3,241	3,209	3,178	3,146	3,114	3,272	3,272	3,272	3,272	3,272	3,272
O ₂	13,337	13,360	13,383	13,406	13,428	13,451	13,337	13,333	13,330	13,326	13,322	13,318
N ₂	74,775	74,797	74,818	74,840	74,861	74,883	74,775	74,753	74,731	74,708	74,686	75,663
NO	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
SO ₂	0,000	0,030	0,060	0,090	0,120	0,150	0,000	0,030	0,060	0,090	0,120	0,150

В качестве абсорбента использовался МЭА. Температура потока дымовых газов на входе в абсорбер 45 °С, давление 130 кПа. Расход абсорбента подбирался для достижения степени улавливания CO₂ в 90 %.

Состав ДГ рассчитывался через материальный баланс процесса окисления ТГ. Концентрация серосодержащих соединений в ТГ подбиралась на основе анализа состава ПНГ по месторождениям. Дымовой газ по варианту 1 наиболее приближен к реальным условиям. Для того чтобы учесть влияние изменения концентрации CO₂ был предложен состав ДГ по варианту 2. Для баланса использовался инертный газ N₂.

Результаты программного моделирования процесса приведены на рис. 2 и 3.

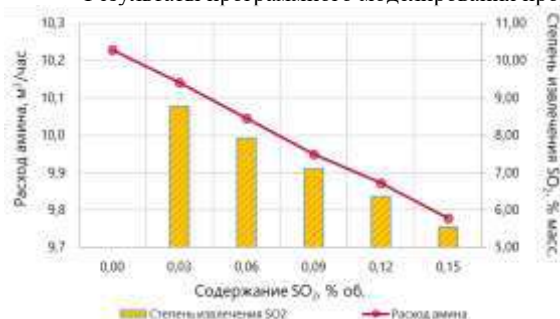


Рис. 2. Результаты исследования по варианту 1

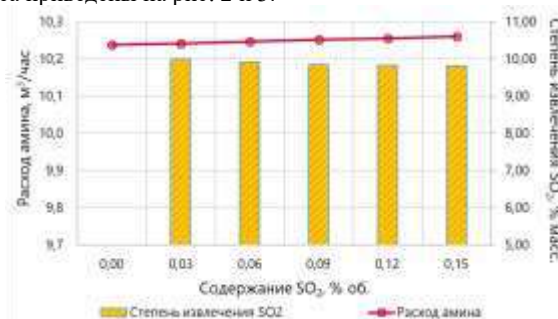


Рис. 3. Результаты исследования по варианту 2

Из рисунка 2 видно, что при увеличении концентрации диоксида серы требуемый расход амина снизился с 10,23 до 9,78 м³/ч. В случае, когда концентрация диоксида углерода поддерживалась постоянной требуемый расход амина увеличился с 10,23 до 10,26 м³/час. Степень извлечения SO₂ при условиях улавливания CO₂ не превышала 10 %. Исходя из этого, был сделан вывод, что SO₂ не улавливается при условиях улавливания CO₂ и, следовательно, не оказывает значительного влияния на процесс.

Анализ влияния диоксида серы на процесс окислительной деградации амина был сделан на основе изучения публикаций зарубежных авторов. Единого мнения на этот счет в результате выполненного обзора литературы не выявлено. Ряд авторов в своих публикациях [2-7] утверждают, что диоксид серы никак не влияет на механизм окислительной деградации, а в некоторых случаях даже выступает в роли ингибитора окислительной деградации МЭА. Другие же авторы [8-13], наоборот, утверждают, что SO₂ повышает интенсивность окислительной деградации МЭА. Для уточнения влияния присутствия диоксида серы в потоке дымовых газов на процесс улавливания CO₂ рекомендуется проведение лабораторных исследований при условиях улавливания CO₂, чтобы корректно оценить риски, связанные с возможным негативным влиянием диоксида серы на процесс.

Литература

1. Rao A.B., Rubin E.S. A technical, economic, and environmental assessment of amine-based CO₂ capture technology for power plant greenhouse gas control // Environmental science & technology. – 2002. – Т. 36. – С. 4467-4475.
2. Benkoussas H., Dubrelle L., Léonard G. SO₂ effect on oxidative degradation of monoethanolamine for post combustion CO₂ capture // SSRN Electronic Journal. – 2019.
3. Sun C. et al. SO₂ effect on monoethanolamine oxidative degradation in CO₂ capture process // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2014. – Т. 23. – С. 98-104.
4. Saiwan C. et al. Ammonia emission kinetics of monoethanolamine (MEA) based CO₂ absorption process // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2013. – Т. 12. – С. 333-340.
5. Beyad Y. et al. The role of SO₂ in the chemistry of amine-based CO₂ capture in PCC // Energy Procedia. – 2013. – Т. 37. – С. 1262-1266.
6. Zhou S. et al. SO₂ effect on degradation of MEA and some other amines // Energy Procedia. – 2013. – Т. 37. – С. 896-904.
7. Goff G.S., Rochelle G.T. Monoethanolamine degradation: O₂ mass transfer effects under CO₂ capture conditions // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2004. – Т. 43. – № 20. – С. 6400-6408.
8. Gao J. et al. Pilot-scale experimental study on the CO₂ capture process with existing of SO₂: degradation, reaction rate, and mass transfer // Energy & fuels. – 2011. – Т. 25. – № 12. – С. 5802-5809.
9. Uyanga I.J., Idem R.O. Studies of SO₂-and O₂-induced degradation of aqueous MEA during CO₂ capture from power plant flue gas streams // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 2007. – Т. 46. – № 8. – С. 2558-2566.

10. Zhou S., Wang S., Chen C. Thermal degradation of monoethanolamine in CO₂ capture with acidic impurities in flue gas // Industrial & engineering chemistry research. – 2012. – Т. 51. – № 6. – С. 2539-2547.
11. Jacob N. et al. Experience with CO₂ capture from coal flue gas in pilot-scale // Testing of different amine solvents (in Energy Procedia. – 2009. – Т. 1. – № 1. – С. 783-790.
12. Supap T. et al. Kinetics of sulfur dioxide-and oxygen-induced degradation of aqueous monoethanolamine solution during CO₂ absorption from power plant flue gas streams //International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2009. – Т. 3. – № 2. – С. 133-142.
13. Yang J. et al. Effects of SO₂ on CO₂ capture using a hollow fiber membrane contactor // Applied Energy. – 2013. – Т. 112. – С. 755-764.

УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЕШЛАМОВ В ФАКЕЛЕ ГИДРАТНОГО ГАЗА

Нагибин П.С., Виногородский К., Забелин И.В.

Научный руководитель доцент Н.Е. Шлегель

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с увеличивающимся спросом на тепловую и электрическую энергию скорость извлечения угля, нефти и газа значительно возросла [1]. Добыча, переработка и транспортировка энергоресурсов сопровождаются формированием отходов. К основным из них относятся твердые отложения, нефтешламы, загрязненная пластовая вода. Ежегодно в процессе нефтепереработки образуется около 2,6·10⁵ тонн нефтяных отходов [2]. Отходы нефтяной промышленности способны нанести серьезный вред окружающей среде и здоровью человека, поскольку в их составе нередко присутствуют радиоактивные компоненты. Такие отходы не утилизируются, а помещаются в котлованы. Это приводит к загрязнению почв и подземных вод [3]. Проблема безопасной, экономичной и эффективной утилизации отходов нефтяной промышленности актуальна и требует решения. Нефтешламы относятся к твердым нефтесодержащим отходам промышленности. Сырой нефтесодержащий шлам представляет трудноразделимую эмульсию воды, нефти и минеральных примесей, иногда с примесью поверхностно-активных веществ. На каждые 1000 тонн добытой нефти приходится практически 5 тонн нефтешлама [4]. Нефтешлам содержит высокую концентрацию нефтяных углеводородов и тяжелых металлов, которые при попадании в окружающую среду способны вызвать серьезные токсические эффекты. В настоящее время способы утилизации и повторного использования нефтешлама активно развиваются. Распространенными методами очистки и утилизации нефтешламов являются сжигание, затвердевание, окислительная обработка и биологическая очистка. Наиболее экологичной добавкой к нефтешламу при его сжигании из традиционных ископаемых топлив является природный газ, поскольку при его сжигании антропогенные выбросы минимальны относительно других традиционных топлив. В последние годы внимание исследователей привлекают газовые гидраты, поскольку они считаются альтернативным энергоресурсом [5]. Газовый гидрат представляет твердое кристаллическое вещество, образованное молекулами воды и газа в условиях повышенного давления и пониженной температуры. В гидрате могут содержаться: компоненты природного газа (CH₄, C₂H₆, C₄H₈ и др.), диоксид углерода, азот, водород и др. [6]. Газовые гидраты широко распространены на морском дне и в зоне вечной мерзлоты. Объем обнаруженных запасов природных гидратов значительно превышает объем запасов природного газа, добываемого традиционными способами. К тому же, в 1 м³ гидрата может содержаться до 180 м³ метана [7]. Целью настоящего исследования являлось определение оптимальных характеристик горения отходов нефтяной промышленности в пламенном факеле гидратного газа для их экологичной утилизации.

В настоящем исследовании предлагается использование гидратного газа (газа полученного при диссоциации гидрата) для интенсификации сжигания нефтешламов. Для изучения характеристик совместного сжигания гидратного газа с отходами нефтяной промышленности использовался стенд, внешний вид и схема которого представлены на рис. 1.

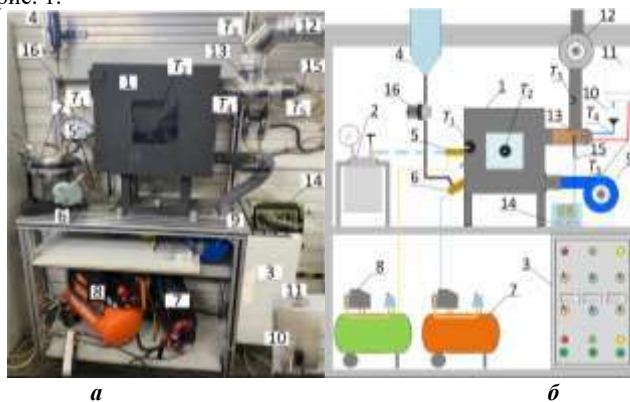


Рис. 1. Внешний вид (а) и схема стенда (б) для совместного сжигания гидратного газа с отходами нефтяной промышленности: 1 – камера сгорания; 2 – блок диссоциации; 3 – щит автоматизации; 4 – емкость для нефтепродуктов; 5 – газовая горелка; 6 – форсунка подачи нефтепродуктов; 7 и 8 – воздушные компрессоры; 9 – дутьевой вентилятор; 10 – циркуляционный насос; 11 – резервуар с водой; 12 – дымосос; 13 – теплообменник; 14 – газоанализатор; 15 – зонд газоанализатора; 16 – топливный фильтр; T1, T2, T3, T4 и T5 – места установки термопар

Первый этап экспериментальных исследований заключался в определении оптимальных соотношений расходов жидкого топлива (мазута или нефтешлама), газа и воздуха. Расход воздуха являлся постоянным и составлял около 240 м³/ч при его температуре около 20 °С. Расход газообразного и жидкого топлива выбирался таким образом, чтобы при совместном сжигании обеспечивалось стабильное горение (без срыва пламени) не менее, чем в течение 5 минут. Так, расход мазута составил около 5.17 кг/ч, нефтешлама около 7.49 кг/ч, а газа около 0.62 м³/ч.

Для оценки эффективности работы котельного агрегата в теплофикационном режиме существует необходимость в оценке температуры в камере сгорания. На рис. 2 приведены значения температуры на выходе из горелочного устройства (Т₁), на задней стенке камеры сгорания (Т₂) и в выходном тракте дымовых газов (Т₃) в различные моменты времени. Анализ экспериментальных данных позволил выделить четыре режима работы котельного агрегата. Первый режим соответствовал запуску котла. При протекании такого режима происходило формирование стабильного факела горения газообразного топлива путем подачи газа в камеру сгорания и осуществления электродугового зажигания. После чего расход газа постепенно увеличивался до номинального значения (около 0.62 м³/ч). Реализация первого этапа в течение 3 минут обеспечивала нагрев зоны горения возле сопла примерно до 700 °С при работе котла на метане, а при подаче гидратного газа – примерно до 600 °С. В момент, когда расход газа принимал номинальное значение, камера сгорания выходила на стационарный режим, что указывало на начало второго режима. После протекания первого и второго режима в камеру сгорания подавалось жидкое топливо. За счет прогрева поверхностей и внутренних узлов котельного агрегата обеспечивался равномерный прогрев капель в факеле распыла топлива. Второй режим являлся стационарным режимом работы котла на газе. Третий режим протекал при подаче жидкого топлива в камеру сгорания после полного ее прогрева. Подача топлива приводила к инициированию второго стационарного режима работы камеры сгорания на газообразном и жидком топливе. Таким образом, при совместном сжигании жидкого топлива с гидратным газом температура в камере сгорания устанавливалась около 1100 °С, а с метаном – около 1170 °С. При таком режиме работы температура стенок увеличилась примерно на 280 °С, а температура дымовых газов практически на 70 °С. Стабилизация процесса горения топлива занимала около 1 минут. По истечению 20 минут стабильного горения подача жидкого топлива прекращалась. После этого начинался четвертый этап, который соответствовал дальнейшему сжиганию только газообразного топлива. Этот этап характеризовался снижением температуры в зоне горения примерно на 250 и 350 °С, а стенок примерно на 180 и 220 °С при сжигании мазута с метаном или гидратным газом.

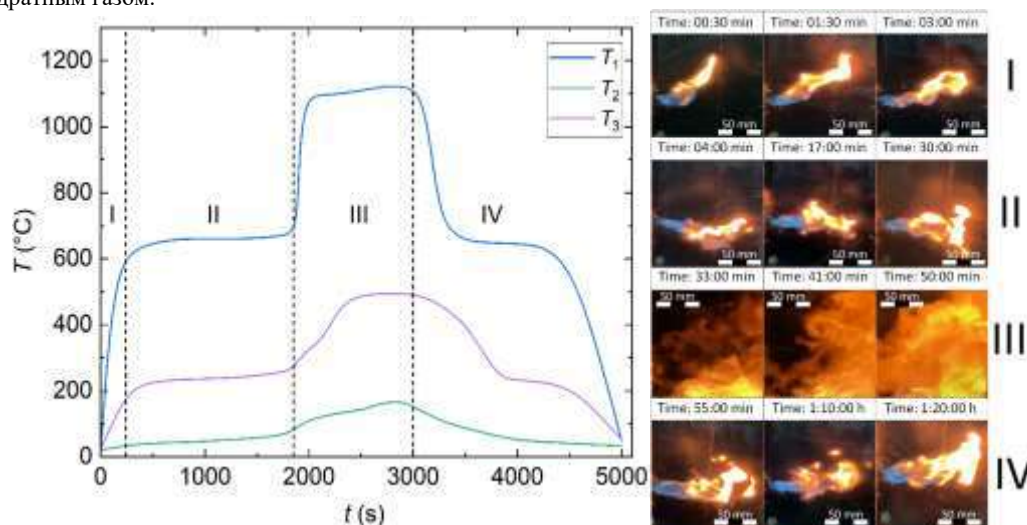


Рис. 2. Значения температуры: факела горения (Т₁), на задней стенке камеры сгорания (Т₂) и в выходном тракте дымовых газов (Т₃) от времени (t) при совместном сжигании нефтешлама с гидратным газом

Литература

1. Al Nabhani K., Khan F. Chapter Three-Risk assessment and management of TENORM waste disposal options in the oil and gas industry // Nuclear Radioactive Materials in the Oil and Gas Industry. – 2020. – С. 91-123.
2. Lopes A.G., Da Silva F.C.A., Lopes R.T. Radiological assessment of the disposal of bulk oil NORM waste: Case study from Brazil // Journal of Environmental Radioactivity. – 2023. – Т. 261. – С. 107139.
3. Oskui R.P. et al. Multi-criteria evaluation technique for SFI site identification of NORMS and oil industry waste disposal– Possibilities in Kuwait // Journal of environmental management. – 2009. – Т. 91. – № 1. – С. 186-194.
4. Teng Q., Zhang D., Yang C. A review of the application of different treatment processes for oily sludge // Environmental Science and Pollution Research. – 2021. – Т. 28. – № 1. – С. 121-132.
5. Cui G. et al. Effects of gas content and ambient temperature on combustion characteristics of methane hydrate spheres // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2021. – Т. 88. – С. 103842.
6. Misyura S.Y. Developing the environmentally friendly technologies of combustion of gas hydrates. Reducing harmful emissions during combustion // Environmental Pollution. – 2020. – Т. 265. – С. 114871.
7. Misyura S.Y. Comparing the dissociation kinetics of various gas hydrates during combustion: Assessment of key factors to improve combustion efficiency // Applied Energy. – 2020. – Т. 270. – С. 115042.

**ОСОБЕННОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ ПРИ ТЕРМИЧЕСКОЙ
ОБРАБОТКЕ ВЫСОКОСЕРНИСТОГО ГОРЮЧЕГО СЛАНЦА С ДОБАВКОЙ
ТЕТРАГИДРАТА АЦЕТАТА ЖЕЛЕЗА (III)**

Пантилов П.В.¹

Научный руководитель старший научный сотрудник Е.Б. Кривцов ^{1,2}

¹*Институт химии нефти Сибирское отделение РАН, г. Томск, Россия*

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

Непрерывный рост мирового энергопотребления обуславливает истощение запасов традиционных углеводородных ресурсов (нефть, природный газ, уголь), что актуализирует поиск альтернативных источников энергии. Крупномасштабные месторождения горючих сланцев, распространённые по всему миру, представляют собой потенциальный источник химического и топливно-энергетического сырья, способный частично заместить нефть [2, 3, 5, 7]. В сравнении с другими каустобиолитами, горючие сланцы характеризуются уникальным химическим составом органического вещества, а также его атомным соотношением Н/С, близким к таковому у нефти, а также. Однако, несмотря на указанные преимущества, промышленное использование горючих сланцев ограничено. Для повышения эффективности переработки и увеличения выхода целевых продуктов необходимы исследования по оптимизации существующих и разработке новых технологий. Важным направлением исследований является применение добавок, содержащих переходные металлы, а также различные соли этих элементов для увеличения выхода сланцевой нефти. Термоллиз горючих сланцев в присутствии добавок улучшает качественные характеристики получаемого продукта, увеличивая, в частности, конечное соотношение Н/С по сравнению с исходным сырьём. Железо, кальций, цинк, никель и другие металлы, а также их оксиды и хлориды могут способствовать ускорению термоллиза горючих сланцев, осветляя получаемую сланцевую нефть и углубляя степень деструкции макромолекул керогена [6, 8]. Вместе с тем, недостаток информации о корреляционных зависимостях между химическим составом и структурой смолисто-асфальтеновых компонентов, образующихся при термической переработке горючих сланцев, и исходного керогена актуализирует необходимость исследований в этом направлении. Поэтому целью данной работы было установление взаимосвязи между химическим составом керогена высокосернистых горючих сланцев и высокомолекулярными продуктами их термической обработки, а также изучение влияния тетрагидрата ацетата железа (III) на протекающие процессы термического преобразования.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Объект исследования – горючий сланец Кашпирского месторождения Волжского бассейна. Горючий сланец характеризуется высоким содержанием керогена (36,19 мас. %), а также высоким исходным содержанием серы (11,28 мас. %). Низкое атомное отношение Н/С (1,38) и высокое содержание гетероатомов свидетельствуют о высоком содержании неуглеводородных фрагментов в составе керогена. В качестве добавки использовался тетрагидрат ацетата железа (III).

Образцы горючего сланца подвергались измельчению в шнековой мельнице с последующим фракционированием, выделяя фракцию размером 0,14–0,5 мм. Процесс крекинга проводился в герметичных реакторах из нержавеющей стали в воздушной среде при варьируемых параметрах. Материальный баланс продуктов крекинга определялся путём взвешивания реактора до и после загрузки реакционной смеси. Выход газообразных продуктов рассчитывали на основе разности масс реактора с образцом до и после отбора газообразных продуктов через гидрозатвор в градуированный проботворник. После термической обработки, твёрдые продукты (минеральная часть горючего сланца, содержащая коксоподобные вещества и непрореагировавший кероген) отделялись от жидких продуктов экстракцией в аппарате Сокслета с использованием хлороформа в качестве растворителя, после чего высушивались до постоянной массы в вакуумном сушильном шкафу. Жидкие продукты крекинга анализировались по стандартной методике. Содержание асфальтенов определялось «холодным» методом Гольде. Фракционирование на масла и смолы осуществлялось методом последовательной жидкостной хроматографии на колонке с активированным силикагелем АСК, используя н-гексан для элюирования масел и этанол-бензольную смесь (1:1) для элюирования смол. Молекулярная масса смол и асфальтенов определялась криоскопическим методом в нафталине с использованием прибора «Крион», разработанного в ИХН СО РАН. Спектры ПМР снимали на Фурье-спектрометре AVANCE-AV-300 [1].

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Для определения влияния продолжительности на глубину конверсии горючего сланца с добавкой тетрагидрата было проведено три серии экспериментов (крекингов) в реакторах-автоклавах при оптимальной температуре (475 °С), различной продолжительности (30, 40, 50 и 60 минут) и различного количества добавки (2 %, 3 %, 4 %). Установлено, что с увеличением продолжительности снижается выход жидких продуктов крекинга. Это происходит в основном за счет фракций >360 °С, которые вступают во вторичные реакции конденсации и деструкции, повышая выход твердых продуктов и долю светлых компонентов в жидких продуктах.

Исходная навеска горючего сланца была фиксированной, а число добавляемого тетрагидрата ацетата железа считалось на основе количества образующегося Fe_2O_3 [4] в процессе термоллиза добавки и пересчитано относительно количества органического вещества горючего сланца.

Крекинг в присутствии тетрагидрата ацетата железа (4 % отн.) способствует деструкции молекул смол и асфальтенов (табл. 1), о чем свидетельствует уменьшение молекулярной массы усредненной молекулы с 416 до 255 а.е.м в смолах и 1092 до 654 а.е.м. в асфальтенах. Анализ распределения протонов в молекулах смол и асфальтенов выявил, что в присутствии добавки увеличивается доля ароматических фрагментов и протонов в α -положении (Ha), что сопровождается понижением доли протонов в β -положении (H β). Количество протонов в α -положении в смолах и асфальтенах возрастает с увеличением времени крекинга, при этом отмечается

СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

незначительное снижение количества протонов в β -положении. Это указывает на возможность как разрыва алифатических заместителей по β -связи, так и деструкции нафтеновых структур в составе модифицированных асфальтенов. Сходство значений N_{α} и N_{β} предполагает преобладание насыщенных атомов углерода в нафтеновых фрагментах исходных молекул. Более низкая ароматичность смол по сравнению с асфальтенами, а также повышенные значения N_{β} и N_{γ} в смолах, свидетельствуют о значительном содержании алифатических фрагментов в их структуре.

Таблица

Состав жидких продуктов крекинга горючего сланца Каширского месторождения

Условия крекинга	Содержание, мас. %		ММ, а.е.м.	Распределение протонов в молекулах, отн. %			
	норм.	абс.		Н α	Н α	Н β	Н γ
Асфальтены							
475 °С, 30 мин, 2 % добавки	10,76	54,15	501	19,80	39,41	32,08	8,71
475 °С, 40 мин, 2 % добавки	8,23	45,19	677	20,75	37,34	33,20	8,71
475 °С, 50 мин, 2 % добавки	5,70	47,26	-	20,92	39,33	31,38	8,37
475 °С, 30 мин, 4 % добавки	8,81	54,13	1008	20,20	38,99	32,32	8,49
475 °С, 40 мин, 4 % добавки	9,22	53,89	654	19,84	39,28	31,75	9,13
475 °С, 50 мин, 4 % добавки	7,81	57,60	311	21,41	40,04	31,05	7,50
475 °С, 40 мин, без добавки	9,27	38,19	1092	17,25	35,96	38,53	8,26
475 °С, 60 мин, без добавки	7,93	40,20	1950	16,87	34,81	39,08	9,24
Смолы							
475 °С, 30 мин, 2 % добавки	3,99	20,07	292	13,60	34,83	39,05	12,52
475 °С, 40 мин, 2 % добавки	4,35	23,87	287	17,51	37,48	33,98	11,03
475 °С, 50 мин, 2 % добавки	2,35	19,45	-	16,39	38,69	34,92	10,00
475 °С, 30 мин, 4 % добавки	3,28	20,19	212	15,11	36,40	36,40	12,09
475 °С, 40 мин, 4 % добавки	3,31	19,32	255	15,80	36,65	36,18	11,37
475 °С, 50 мин, 4 % добавки	3,08	22,74	470	17,79	37,72	33,99	10,50
475 °С, 40 мин, без добавки	5,04	20,76	416	12,18	32,52	45,31	9,99
475 °С, 60 мин, без добавки	3,89	19,72	274	13,76	35,21	40,17	10,86

Работа выполнена в рамках государственного задания Института химии нефти СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (Проект № FWRN-2021-0005).

Литература

- Пантилов П.В. и др. Особенности образования смол и асфальтенов при термической обработке высокосернистого горючего сланца // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа. – 2023. – С. 136-137.
- Gerasimov A.M., Ustinov I.D., Zyryanova O.V. Use of clay-containing waste as pozzolanic additives // Записки Горного института. – 2023. – № 260 (eng). – С. 313-320.
- Jia B., Su J. Advancements and environmental implications in oil shale exploration and processing // Applied Sciences. – 2023. – Т. 13. – № 13. – С. 7657.
- Laurikėnas A. et al. Formation peculiarities of iron (III) acetate: potential precursor for iron metal-organic frameworks (MOFs) // Lithuanian Journal of Physics. – 2016. – Т. 56. – № 1.
- Litvinenko V.S. et al. Barriers to implementation of hydrogen initiatives in the context of global energy sustainable development // Записки Горного Института. – 2020. – Т. 244. – С. 428-438.
- Shekarifard A., Taheri-Shakib J. Technical and scientific review on oil shale upgrading // Int. J. Petrochem. Sci. Eng. – 2016. – Т. 1. – С. 78-83.
- Vasilyev V.V. et al. Comparison of heavy fuel-oil fractions produced by Semicoking of Kukersite Shale in Kiviter and Petroter Systems // Coke and Chemistry. – 2022. – Т. 65. – № 10. – С. 439-448.
- Wang S., Song L., Jiang X. Catalytic effects of Fe- and Ca-based additives on gas evolution during pyrolysis of Dachengzi oil shale of China // Oil Shale. – 2018. – Т. 35. – № 1.

РАСЧЕТ КИНЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ПАРОВОГО РИФОРМИНГА ПРИРОДНОГО ГАЗА

Патрихин М.Ю.¹, Дементьев А.Ю.²

Научный руководитель доцент И.М. Долганов¹

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

²ООО «КИНЕФ», г. Куриши, Россия

Паровой риформинг природного газа является основным процессом получения высокочистого водорода из углеводородного сырья. Процесс в подавляющем большинстве проводится в промышленных печах-риформерах, где в радиантной секции располагаются пучки труб, заполненных катализатором. В конвекционной секции происходит выработка перегретого водяного пара, который подается на реакцию, а также предварительный нагрев углеводородного сырья. В процессе используются никелевые катализаторы различных марок, на поверхности которых происходит реакция парового риформинга – из смеси метана и водяного пара при температуре 810–850 °С и давлении до 2,5 МПа образуется водород и угарный газ – CO.

Целью настоящей работы является моделирование процесса парового риформинга природного газа, а именно расчет реакций процесса при фактической геометрии змеевика радиантной секции, загрузки катализатора, а также подбор кинетических параметров реакций для сходимости выхода продуктов с реального промышленного реактора.

Основные вызовы, решаемые в рамках текущей работы – найти подходящее математическое описание процесса парового риформинга природного газа и осуществить подбор кинетических параметров под параметры реального процесса и загруженного катализатора.

Реактор, рассчитываемый в текущей работе, работает на сырье постоянного состава – природный газ с содержанием метана 96–97 %об. с незначительным содержанием этана и следовыми количествами более тяжелых углеводородов.

По большей части, процесс можно описать тремя простыми реакциями, уравнения которых приведены ниже:



Реакция (1) является реакцией парового риформинга природного газа – Steam Methane Reforming (SMR). Реакция (2) является глобальной реакцией риформинга – Global Reforming Reaction (GRR), в свою очередь реакция (3) является шифт-реакцией – Water Gas Shift (WGS).

В качестве первого приближения была принята модель, описанная в работе [1]. Кинетика модели опирается на модель Xu and Froment [2], реакции обратимы и относятся к типу Ленгмюра-Хиншельвуда. В работе учитывается движение реагентов через трубчатый реактор, заполненный катализатором. Учитывается теплообмен между стенкой трубки и слоем катализатора.

Данная модель была реализована на языке программирования Python, физические параметры газа рассчитывались по уравнению состояния Пенга Робинсона. Для расчета была принята модель реактора идеального вытеснения. Концентрация компонентов по длине трубки реактора изменяется исходя из уравнений скоростей реакций (1)–(3), приведенных в работе [1]. Кинетика процесса приведена для катализаторов марки Katalco 25-4Q и 57-4 Q.

В результате расчета были получены графики изменения концентрации компонентов по трубке длиной 12,2 метра, диаметром 120,5 мм. График изменения концентраций компонентов приведен на рис. 1.

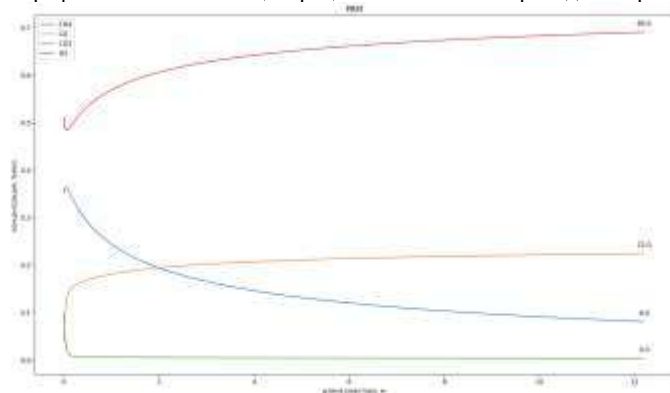


Рис. 1. Расчет реакции парового риформинга метана для катализаторов Katalco

Как видно из рис. 1 – конечная концентрация водорода в синтез-газе составила 69 % мол, угарного газа 22 % мол., метана 8 % мол. В синтез-газе, относительно реального реактора, присутствует значительное количество CO, не до конца прореагировал метан и не образовался CO₂.

СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

На рис. 2 приведен график изменения концентрации компонентов по печи парового риформинга за январь-август 2024 года.

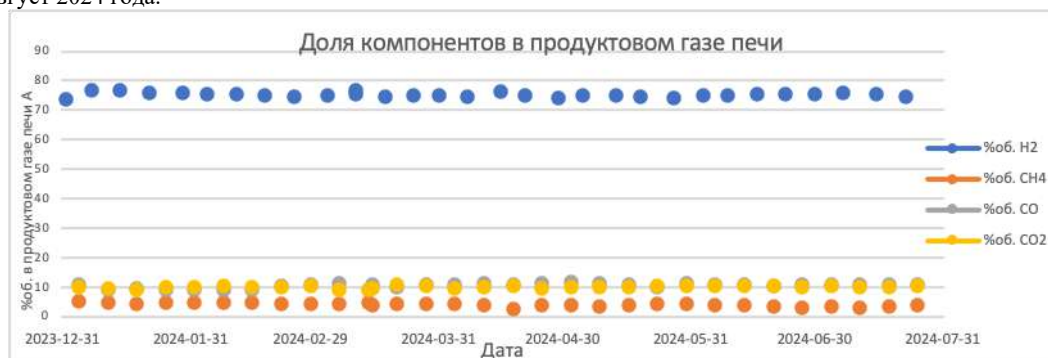


Рис. 2. График изменения концентрации компонентов на выходе из печи риформинга

В рамках данной работы была проведен расчет кинетических параметров под катализатор марки ReforMax, для обеспечения сходимости расчетов модели и фактического состава газа на выходе из печи. Путем оптимизации Нелдера-Мида были найдены кинетические параметры процесса для обеспечения сходимости модели и факта. Сравнение кинетических параметров в модели [1] и рассчитанные для катализатора ReforMax приведены в таблице.

Таблица

Расчет кинетических параметров для используемого на объекте катализатора

Кинетические параметры	Katalco 25-4Q [1]			ReforMax (рассчитанные)		
	SMR	WGS	GRR	SMR	WGS	GRR
Энергия активации, кДж/моль	240,10	67,13	243,90	280,92	33,56	252,12
Предэкспоненциальный множитель, кмоль·бар 0,5/кг·ч	$1,842 \cdot 10^{-4}$	7,558	$2,193 \cdot 10^{-5}$	$2,812 \cdot 10^{-4}$	$0,56 \cdot 10^{-4}$	$1,493 \cdot 10^{-5}$

В результате расчета были получены обновленные графики изменения концентраций компонентов по длине реактора, которые приведены на рисунке 3.

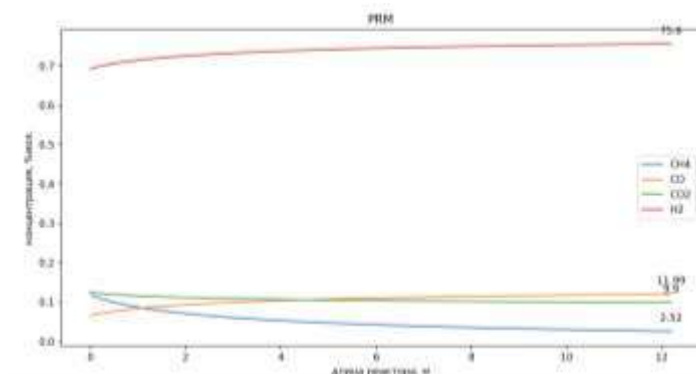


Рис. 3. График изменения концентрации компонентов на выходе из печи риформинга

В результате работы были получены кинетические параметры процесса парового риформинга метана для катализаторов марки ReforMax, была получена сходимость с компонентным составом на выходе с реального промышленного реактора риформинга.

В качестве дальнейшей работы предполагается расчет реакции коксообразования на слое катализатора, а также совершенствование математической модели на предмет увеличения расчетного диапазона работы модели.

Литература

1. Costamagna P. et al. Modeling of laboratory steam methane reforming and CO2 methanation reactors // Energies. – 2020. – Т. 13. – № 10. – С. 2624.
2. Xu J., Froment G.F. Methane steam reforming, methanation and water-gas shift: I. Intrinsic kinetics // AIChE journal. – 1989. – Т. 35. – № 1. – С. 88-96.

**ДОСТИЖЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НАУЧНОГО НАПРАВЛЕНИЯ
ПО МАТЕМАТИЧЕСКОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО
РИФОРМИНГА БЕНЗИНОВ В РАМКАХ НАУЧНОЙ ШКОЛЫ ТПУ**

Пчелинцева И.В., Ивашкина Е.Н., Чернякова Е.С.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из первостепенных задач отечественной нефтепереработки является производство высокооктановых топлив, отвечающих современным экологическим и эксплуатационным требованиям. Ключевой промышленной технологией получения высокооктановых компонентов моторных топлив в России и за рубежом является процесс каталитического риформинга. Согласно прогнозам, почти во всех регионах мира, кроме Европы, риформинг занимает и будет занимать значительную долю в производстве. Ожидается, что к 2050 году суммарная мощность установок риформинга достигнет 4,0 млн баррелей в сутки, алкилирования – 1,7 млн. баррелей в сутки, изомеризации – 0,2 млн баррелей в сутки, МТБЭ/ЭТБЭ – 0,3 млн баррелей в сутки [1, 2]. На данный момент в России эксплуатируется 51 установка риформинга суммарной мощностью около 30 млн. тонн в год [3].

Повышение ресурсоэффективности производства высокооктановых моторных топлив, удовлетворяющих экологическим и качественным требованиям, невозможно без практических инструментов, ключевыми из которых являются математические модели, созданные на основании фундаментальных знаний о кинетике и термодинамике процессов переработки нефти и обладающих прогностической функцией. Каталитический риформинг, как и другие процессы нефтепереработки и нефтехимии, сложен в изучении из-за многокомпонентного состава сырья (более 200 индивидуальных компонентов) и большого количества реакций, протекающих на бифункциональном катализаторе, совмещающем в себе кислотную и металлическую функции.

В развитие процесса каталитического риформинга внесли вклад многие ученые. Среди достижений в области моделирования технологии риформинга бензинов [4, 5] нельзя не отметить разработки учёных Томского политехнического университета в рамках научной школы профессоров А.В. Кравцова и Э.Д. Иванчиной [6]. Изучению процесса риформинга с применением разработанных и усовершенствованных моделей посвящено большое количество научных работ, специалистами данной школы накоплен огромный опыт в области моделирования процессов нефтепереработки. Среди внушительного опыта повышения ресурсоэффективности процесса каталитического риформинга бензинов следует выделить следующие достижения:

1. Разработка базы данных об углеводородах прямыхгонных бензиновой и дизельной фракций нефти, гидрогенизатов, риформатов различных НПЗ, сформированной на основе результатов хроматографического анализа сырья и продуктов.

2. Создание компьютерной моделирующей системы на основе математических моделей для повышения эффективности эксплуатации промышленных установок каталитического риформинга, которые позволяют оптимизировать температурные режимы, контролировать активность катализатора на всех стадиях его эксплуатации. Эти программы внедрены и активно используются на ряде отечественных нефтеперерабатывающих заводов, а также академических институтах и вузах РФ.

3. Повышение селективности целевых реакций риформинга на 2–4 % вследствие установленных с использованием математической модели закономерностей процесса в реакторе с радиальным вводом сырья и разработанных рекомендаций по изменению направления газосырьевой смеси от периферии к центру на обратное.

4. Выявление закономерностей протекания реакций в условиях процесса риформинга с непрерывной регенерацией катализатора. Математическая модель риформинга, реализованного в реакторах с движущимся слоем катализатора, учитывает нестационарность протекания процесса, совместное протекание основных и побочных реакций, коксообразование по длине и радиусу движущегося зернистого слоя с учетом изменения кратности циркуляции катализатора в системе реактор-регенератор.

5. Разработка и внедрение методики расчета оптимального расхода хлора в реакционную зону в зависимости от температуры процесса, степени закоксованности катализатора риформинга, состава и влажности перерабатываемого сырья, которая внедрена на «ПО«Киришинефтеоргсинтез».

Помимо опытно-практической реализации, следует выделить фундаментальный вклад в основы научного знания о математическом моделировании каталитического риформинга. А именно:

1. Разработаны методологические основы кинетического описания многокомпонентных процессов переработки углеводородного сырья на Pt-катализаторах, кинетическая модель дезактивации катализаторов риформинга в реакторе с неподвижным слоем и первая математическая модель процесса риформинга, базирующаяся на схеме реакций с участием 69 псевдокомпонентов, апробированная на ряде НПЗ [7].

2. Разработана многозонная математическая модель реактора риформинга с радиальным вводом сырья, сформированы подходы к математическому описанию процессов формирования активных центров Pt-катализаторов риформинга при их регенерации и сульфидировании [8].

3. На основе математического моделирования сформирован подход к тестированию катализаторов риформинга на основе количественной оценки кинетических закономерностей решением обратной кинетической задачи, сформирована и протестирована база промышленных катализаторов риформинга [9].

4. Сформирована схема реакций с учетом образования кокса для процесса с движущимся слоем катализатора. Разработана кинетическая модель и модель реактора с движущимся слоем, учитывающая изменение активности катализатора по длине и радиусу движущегося зернистого слоя, выполнен учет при моделировании изменения кратности циркуляции катализатора в системе реактор-регенератор [10, 11].

5. Разработано математическое описание процесса регенерации Pt-Re и Pt-Sn-катализаторов риформинга, их оксихлорирования в реакторах с неподвижным и движущимся слоем [12].

Несмотря на глубокую теоретическую проработку вопроса, необходимо учитывать изменения, касающиеся внедрения технологий глубокой переработки топливного сырья на НПЗ, а также переход на новые типы катализаторов в рамках импортозамещения. Существующие способы повышения ресурсоэффективности каталитического риформинга направлены на переработку бензиновой фракции нефти. Изменение структуры НПЗ из-за внедрения технологий гидрокрекинга и коксования создает необходимость переработки бензиновых фракций этих процессов в высокооктановые компоненты бензинов. Данный факт определяет необходимость совершенствования существующих технологий каталитического риформинга как путем разработки и применения новых катализаторов, так и оптимизацией условий их эксплуатации с использованием математических моделей.

С учетом расширения набора сырьевых потоков НПЗ, вовлекаемых в переработку на установках каталитического риформинга бензинов, в Томском политехническом университете с применением современного оборудования и методик были выполнены исследования составов образцов сырья, среди которых образцы прямогонной нефти риформинга 85–180°C, нефти гидрокрекинга и дегазированного конденсата. Установлено, что сырье риформинга может содержать в своем составе олефиновые углеводороды (0,10–0,81 % мас.). На основании выполненных экспериментальных и численных исследований существующая математическая модель была актуализирована [2]. Усовершенствованная модель учитывает 200 реакций с участием 51 компонента. Предложена формализованная схема превращений углеводородов, которая содержит реакции гидрирования и полимеризации с участием олефиновых соединений, рассчитаны термодинамические и кинетические параметры реакций. Для описания кинетической модели применен матричный метод, позволяющий сделать новую схему гибкой к меняющемуся составу сырья. Актуализированная модель реализована в интерпретируемой среде программирования Python, и её адекватность подтверждена расчетами [2].

В качестве перспективных направлений исследования и развития процесса каталитического риформинга следует выделить следующие:

1. Молекулярное моделирование на активных центрах катализатора риформинга. Целью данного исследования является количественный прогноз скоростей реакций на зерне катализатора. Проблема прогнозирования эксплуатации новых катализаторов представляет интерес как для опытно-промышленного производства, так и для фундаментальной науки: информация о молекулярной природе процессов позволяет прогнозировать «тонкие» способы управления кинетикой реакций и уточнить диапазон значений ключевых факторов, влияющих на скорость реакций.

2. CFD-моделирование реакционных потоков реактора каталитического риформинга. С использованием данного подхода возможно исследовать гидродинамические и кинетические закономерности процессов тепло- и массопереноса в промышленном реакторе риформинга для мониторинга процесса производства с целью увеличения выхода продукта заданного качества.

Литература

1. World Oil Outlook 2024 Organization of the Petroleum Exporting Countries. URL: <https://wooopec.org/pdf-download/>
2. Совершенствование математической модели процесса каталитического риформинга со стационарным слоем катализатора / И.В. Пчелинцева, Е.Н. Ивашкина, Е.С. Чернякова [и др.] // Катализ в промышленности. – 2024. – Т. 24, № 4. – С. 78-93.
3. <https://pronpz.ru/ustanovki/kat-riforming.html>
4. Zagoruiko A.N., Noskov A.S., Belyi A.S., Smolikov M.D. Unsteady-state kinetic simulation of naphtha reforming and coke combustion processes in the fixed and moving catalyst beds // Catalysis Today. – 2014. – Vol. 220-222. – P. 168-177.
5. Дюсембаева А.А., Вершинин В.И. Моделирование каталитического риформинга: влияние вариаций кинетических параметров на ожидаемый состав продуктов // Кинетика и катализ. – 2019. – Т. 60, № 1. – С. 129-135.
6. Mathematical modeling and optimization of semi-regenerative catalytic reforming of naphtha / E. Ivanchina, E. Chernyakova, I. Pchelintseva, D. Poluboyartsev // Oil and Gas Science and Technology. – 2021. – Vol. 76. – DOI 10.2516/ogst/2021041.
7. Иванчина, Э.Д. Совершенствование промышленной технологии переработки углеводородного сырья с использованием платиновых катализаторов на основе нестационарной модели: специальность 05.17.08 "Процессы и аппараты химических технологий": диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Иванчина Эмилия Дмитриевна. – Томск, 2002. – 299 с.
8. Галушин С.А. Моделирование нестационарных процессов на поверхности платиносодержащих катализаторов в промышленных реакторах установок риформинга бензинов: специальность 05.17.08 "Процессы и аппараты химических технологий": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Галушин Сергей Анатольевич. – Томск, 2004. – 191 с.
9. Полубоярцев, Д.С. Выбор и оценка эффективности Pt-катализаторов процесса риформинга бензинов с применением моделирующей системы: специальность 02.00.13 "Нефтехимия": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Полубоярцев Дмитрий Сергеевич. – Томск, 2007. – 149 с.
10. Абрамин, А.Л. Совершенствование промышленных процессов риформинга бензинов с движущимся слоем катализатора с учетом коксообразования: специальность 05.17.08 "Процессы и аппараты химических технологий", 02.00.13 "Нефтехимия": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Абрамин Андрей Леонидович. – Томск, 2010. – 158 с.
11. Гынгазова М.С. Моделирование работы реакторов процесса риформинга бензинов с непрерывной регенерацией катализатора с учетом коксообразования: специальность 05.17.08 «Процессы и аппараты химических технологий», 02.00.13 "Нефтехимия": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Гынгазова Мария Сергеевна. – Томск, 2011. – 163 с.
12. Кокшаров А.Г. Повышение эффективности технологии риформинга бензинов путем снижения интенсивности процесса коксообразования с использованием математической модели: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Кокшаров Антон Георгиевич, 2023. – 163 с.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАБОТЫ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА С УЧЕТОМ ВОВЛЕЧЕНИЯ В ПЕРЕРАБОТКУ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СЫРЬЕВЫХ ПОТОКОВ

Родевич М.В., Пчелинцева И.В.

Научные руководители: к.т.н., доцент Чернякова Е.С., д.т.н., профессор Ивашкина Е.Н.
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Каталитический риформинг бензинов остается одним из ключевых процессов по улучшению октановых характеристик моторных топлив в России и за рубежом [1]. Классическим сырьем каталитического риформинга является гидроочищенная прямогонная нефтя 85–180 °С, содержащая сравнительно небольшое количество ароматических углеводородов (до 10 % масс.) и практически не содержащая олефиновых углеводородов. На сегодняшний день, в нефтеперерабатывающей промышленности Российской Федерации, с одной стороны, ужесточаются требования к производству экологически чистых моторных топлив, а с другой возникает необходимость извлекать из нефтяного сырья все больше светлых фракций, что ведет к увеличению объемов производства вторичных дистиллятов, которые являются продуктами таких процессов, как каталитический крекинг, коксование, термический крекинг, висбрекинг нефтяных остатков. Дистилляты этих процессов зачастую не находят квалифицированного применения из-за нестабильности, обусловленной более высоким содержанием серы, смол, азота, непредельных углеводородов, по сравнению с аналогичной бензиновой фракцией прямой перегонки нефти.

Ключевой проблемой, возникающей в процессе эксплуатации установок каталитического риформинга, является дезактивация дорогостоящих катализаторов, вызванная реакциями коксообразования. Данные реакции происходят из-за содержания в сырье ароматических и олефиновых углеводородов, участвующих в реакциях уплотнения и конденсации. При достижении определенного уровня закоксованности катализатора в зависимости от технологии необходимо останавливать установку и проводить регенерацию, что постепенно сокращает срок службы каталитических систем и влияет на качество продукта. Процесс коксообразования неизбежен в ходе промышленной эксплуатации Pt-катализаторов, но может быть регулируем. Основным параметром, влияющим на скорость процесса коксообразования, является углеводородный состав перерабатываемого сырья.

Новые сырьевые потоки утяжеленного состава содержат повышенное количество ароматических и олефиновых углеводородов, что неизбежно будет приводить к более интенсивному протеканию реакций коксообразования. Это будет влиять на срок службы катализаторов и качество получаемого продукта, что в конечном итоге приведет к неизбежным экономическим потерям. Таким образом, целью данного исследования является прогнозирование работы установки каталитического риформинга с учетом вовлечения в переработку дополнительных сырьевых потоков. Данная задача может быть решена с применением математической модели, которая учитывает физико-химические закономерности процесса.

В качестве объекта исследования была использована промышленная установка каталитического риформинга со стационарным слоем катализатора производительностью 1 млн. т/год по сырью ($P = 2,47$ МПа, $T = 473$ °С, расход сырья = 149 м³/ч). С использованием математической модели [2, 3], были рассчитаны основные показатели работы установки (октановое число и выход риформата, количество кокса на катализаторе) при переработке классического сырья риформинга (далее - гидрогенизата), а также проведены прогнозные расчеты по вовлечению дополнительных сырьевых потоков на примере нефти гидрокрекинга и бензина с установки замедленного коксования (далее – бензин УЗК). Согласно [4] методом газовой хроматографии был исследован углеводородный состав сырья, который приведен в табл. 1.

Таблица 1

Углеводородный групповой состав сырьевых потоков процесса каталитического риформинга

Углеводородная группа	Гидрогенизат на риформинг	Нефтя гидрокрекинга до гидроочистки	Нефтя гидрокрекинга после гидроочистки	Бензин УЗК до гидроочистки	Бензин УЗК после гидроочистки
Парафины, % масс.	48,83	35,88	42,98	51,14	64,29
Ароматика, % масс.	9,62	8,70	9,24	8,65	9,15
Нафтенны, % масс.	41,34	42,65	47,57	15,21	25,04
Олефины, % масс.	0,11	12,77	0,21	24,99	1,45

Как видно из табл. 1, сырье, не прошедшее предварительную гидроочистку, содержит значительное количество непредельных углеводородов (до 24,99 % масс.). Гидроочистка – важный этап предварительной подготовки сырья каталитического риформинга, в ходе которого происходит удаление сернистых соединений, а также гидрирование непредельных углеводородов до нормальных парафинов. Полностью удалить олефиновые соединения из сырья невозможно. Содержание непредельных углеводородов в сырье после этапа подготовки достигает до 1,45 % масс. (табл. 1).

С использованием математической модели проведены прогнозные расчеты основных показателей каталитического риформинга (выход риформата и его октановое число, количество кокса на катализаторе) при различных соотношениях потоков сырья. Предварительно была проведена оценка сходимости параметров процесса каталитического риформинга, рассчитанных на математической модели, и экспериментальных данных. Согласно полученным результатам, модель обладает удовлетворительной сходимостью с фактическими данными работы промышленной установки каталитического риформинга. Ошибка расчета составляет менее 5 %

СЕКЦИЯ 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

и сопоставима с погрешностью определения состава исходного сырья и риформата. Эти результаты подтверждают надежность используемой математической модели для оценки параметров процесса каталитического риформинга.

С использованием математической модели были выполнены исследования с целью определения оптимальных соотношений гидрогенизата и гидроочищенной нефти гидрокрекинга/бензина УЗК. Результаты исследований приведены в табл. 2, 3.

Таблица 2

Показатели процесса каталитического риформинга при вовлечении в процесс гидроочищенной нефти гидрокрекинга (расчет по модели)

Показатель	Гидрогенизат на риформинг	Соотношения для смешанного потока гидрогенизат + нефть гидрокрекинга, %		
		(70 + 30)	(80 + 20)	(90 + 10)
Степень изомеризации	49	30	36	42
Степень ароматизации	19,05	16,9	17,62	18,33
Ароматика, % масс.	63,60	61,89	62,46	63,03
Выход водорода, % масс.	1,79	1,70	1,73	1,76
Кокс, % масс.	1,54	1,63	1,60	1,57
Выход риформата, % масс.	80,51	80,38	80,42	80,47
Октановое число (исследовательский метод)	96,1	95,8	95,9	96,0

Таблица 3

Показатели процесса каталитического риформинга при вовлечении в процесс гидроочищенного бензина УЗК (расчет по модели)

Показатель	Гидрогенизат на риформинг	Соотношения для смешанного потока гидрогенизат + бензин УЗК, %		
		(70 + 30)	(80 + 20)	(90 + 10)
Степень изомеризации	49	47	48	48
Степень ароматизации	19,05	19,70	19,42	19,26
Ароматика, % масс.	63,60	59,78	60,99	62,31
Выход водорода, % масс.	1,79	1,45	1,56	1,68
Кокс, % масс.	1,54	1,89	1,76	1,65
Выход риформата, % масс.	80,51	77,16	78,29	79,37
Октановое число (исследовательский метод)	96,1	94,5	95,0	95,6

Согласно полученным результатам, использование нефти гидрокрекинга в качестве дополнительного потока не окажет существенного влияния на выход и октановое число риформата, а содержание ароматических углеводородов в продукте будет ниже на 2 % масс. При вовлечении бензина УЗК в переработку выход риформата будет ниже на 3 % масс., выход ароматических углеводородов – на 4 % масс., октановое число – на 1,5 пункта. Данный факт может быть объяснен повышенным содержанием в сырье парафиновых углеводородов и невысоким содержанием нафтеновых (Таблица 1). Анализируя динамику коксонакопления, из полученных результатов видно, что вовлечение сырья утяжеленного состава из-за высокого содержания олефиновых углеводородов негативно отразится на скорости накопления кокса на катализаторе: при использовании нефти гидрокрекинга содержание кокса повысится на 0,09 % масс., при вовлечении бензина УЗК – на 0,25 % масс.

Таким образом, в данной работе выполнен сравнительный анализ основных характеристик процесса риформинга (выход риформата, октановое число, коксообразование) и оценена эффективность вовлечения в процесс каталитического риформинга дополнительных сырьевых потоков. Вовлечение в переработку до 20 % нефти гидрокрекинга и до 10 % бензина УЗК позволит повысить глубину переработки сырья, не снижая при этом качества целевого продукта.

Литература

1. World Oil Outlook 2024 Organization of the Petroleum Exporting Countries. URL: <https://wo.opec.org/pdf-download/>
2. Ivanchina E., Chernyakova E., Pchelintseva I., Poluboyartsev D. Mathematical modeling and optimization of semi regenerative catalytic reforming of naphtha // Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies Nouvelles, 2021. – №76. – Р. 64.
3. Пчелинцева И.В., Ивашкина Е.Н., Чернякова Е.С. [и др.] Совершенствование математической модели процесса каталитического риформинга со стационарным слоем катализатора // Катализ в промышленности. – 2024. – Т. 24, № 4. – С. 78-93.
4. ГОСТ Р 52714-2018. Бензины автомобильные. Определение индивидуального и группового углеводородного состава методом капиллярной газовой хроматографии – М.: Стандартинформ, 2018. – 11 с.

РАЗРАБОТКА ЦИФРОВОГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОЦЕССА ИЗОМЕРИЗАЦИИ БЕНЗИНОВЫХ ФРАКЦИЙ

Санкина Я.Ю., Пушилин Е.А.

Научный руководитель доцент В.А. Чузлов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изомеризация – один из ключевых процессов в современной нефтепереработке, основная цель которого – получение высокооктановых изокомпонентов для производства товарных бензинов [4]. Продукт, полученный в результате каталитической изомеризации, практически не содержит ароматических и серосодержащих соединений, что делает его пригодным для использования в качестве экологически чистого компонента бензинов [3].

Вопросам создания новых катализаторов и математических моделей изомеризации посвящено много работ, но проблема повышения эффективности данного процесса остается актуальной. Для обеспечения экономической эффективности необходимо контролировать и оптимизировать работу промышленных установок. В условиях цифровизации топливно-энергетического комплекса России оптимизация процессов возможна через моделирование и автоматизированное управление на основе отечественного программного обеспечения [1].

Цель данного исследования – создание математической модели реакторного блока и блока стабилизации низкотемпературной изомеризации лёгкой бензиновой фракции с использованием языка программирования Python. Разработанная модель является цифровым инструментом для управления промышленным процессом и обеспечения его эффективности.

Математическая модель состоит из двух принципиально разных частей – реакторного блока и блока стабилизации. Расчетная блок-схема представлена на рис. 1.

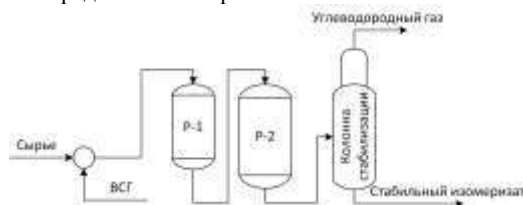


Рис. 1. Расчетная блок-схема процесса изомеризации

Сырье реактора – прямогонная бензиновая фракция н.к.-62 °С. Сырье после прохождения гидроочистки подогревается до температуры процесса 140–160 °С и поступает в реакторный блок. Продуктом является смесь изопарафинов C5-C6 и некоторого количества продуктов побочных реакций. Полученная смесь поступает в колонну стабилизации, с низа которой выходит изомеризат.

Математическое описание реакторного блока представляет собой систему дифференциальных уравнений материального и теплового балансов. За реагирующие вещества были приняты групповые компоненты. Представленная модель учитывает не только целевые реакции изомеризации нормальных парафинов C5-C6, но и побочные реакции, а также аналогичные реакции для минорных компонентов C7-C8.

Кинетические уравнения для целевых реакций процесса низкотемпературной изомеризации

$$\begin{aligned}\omega_1 &= k_1 \cdot c(nC_5) \\ \omega_2 &= k_2 \cdot c(nC_6)\end{aligned}$$

где ω_i – скорость реакции; k_i – константа скорости реакции; $c(nC_5)$ и $c(nC_6)$ – концентрации реагентов, моль/л.

Блок стабилизации представлен математической моделью ректификационной колонны с ребойлером и конденсатором. Расчет составов дистиллята и кубового остатка (изомеризата) производится на основе уравнения Пенга-Робинсона.

Уравнение Пенга-Робинсона – модификация уравнения Ван-дер-Ваальса, рекомендованная к использованию для углеводородных сред [2]

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v-b) + b(v-b)}$$

или же в полиномиальной форме

$$Z^3 + (B-1)Z^2 + (A-2B-3B^2)Z + (B^2+B^3-AB) = 0$$

где P – давление, Па; T – температура, К; v – молярный объём, м³/моль; R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К); A , B – коэффициенты уравнения; a , b – коэффициенты уравнения Ван-дер-Ваальса, м³/моль; Z – коэффициент сжимаемости.

Для расчета фазового равновесия необходимо знать температуру и давление в системе, а также молярные доли z_i всех N компонентов смеси. Первые приближения для констант фазового равновесия рассчитываются по формуле

$$K_i = \frac{P_{si}(T)}{P}$$

где $P_{si}(T)$ – давление насыщенного пара i -го компонента при данной температуре, Па. Величина $P_{si}(T)$ может быть рассчитана по формуле Вильсона или по уравнению Антуана [2].

Расчет составов паровой и жидкой фаз производится на основе уравнения Рашфорда-Райса

$$F(V) = \sum_{i=1}^N \frac{z_i(K_i - 1)}{V(K_i - 1) + 1} = 0$$

где V – мольная доля паровой фазы;

K_i – константа фазового равновесия i -го компонента.

Математическая модель простой ректификационной колонны базируется на уравнениях материального и теплового баланса, уравнениях фазового равновесия и баланса мольных долей. Материальный баланс j -ой ступени можно представить следующим образом:

$$F_j + V_{j+1} + L_{j-1} - V_j - W_j - L_j - U_j = 0$$

Массовый баланс по компоненту i для ступени j :

$$z_{ij}F_j + y_{ij}V_{j+1} + x_{ij}L_{j-1} - y_{ij}(V_j + W_j) - x_{ij}(L_j + U_j) = 0$$

Глобально материальный баланс для i -го компонента можно записать в виде:

$$\sum_{j=1}^n z_{ij}F_j - \sum_{j=1}^n (y_{ij}W_j + x_{ij}U_j) = 0$$

где x_{ij} – мольная доля i -го компонента в жидкости на j -ой ступени; y_{ij} – мольная доля i -го компонента в паре на j -ой ступени; z_{ij} – мольная доля i -го компонента в потоке питания j -ой ступени; F_j – расход питания на j -ую ступень; L_j – расход жидкости, покидающей j -ую ступень и поступающей на $j+1$ -ую ступень; V_j – расход пара, покидающего j -ую ступень и поступающей на $j-1$ -ую ступень; U_j – расход бокового отбора жидкости с j -ой ступени; W_j – расход бокового отбора пара с j -ой ступени.

Уточнение значений K_i происходит до тех пор, пока летучесть для каждого компонента паровой фазы не станет равна летучести того же компонента в жидкой фазе [5].

Верификация разработанной модели проводилась при помощи построения графика рассеяния, показывающего разность между расчетными значениями концентраций компонентов и соответствующих им данных с производственной установки изомеризации (рис. 2). Общая ошибка модели составила 7,1 %.

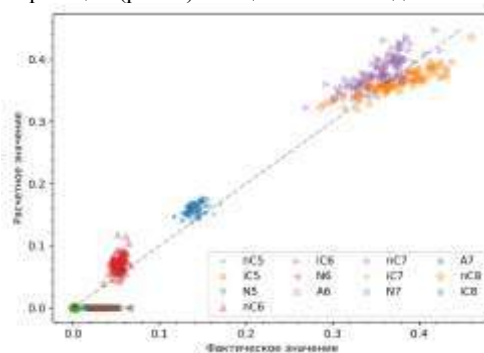


Рис. 2. Верификация разработанной модели

В ходе исследования разработана математическая модель реакторного блока и блока стабилизации процесса низкотемпературной изомеризации лёгкой бензиновой фракции. Модель позволяет изучать влияние технологических параметров на ход процесса, прогнозировать состав и свойства продукта, а также сравнивать различные способы организации.

В будущем модель будет усовершенствована за счёт добавления зависимости состава продукта от свойств катализатора и технологий машинного обучения для создания программного продукта, способного проводить внутренние калибровки, а также анализ эффективности промышленного процесса с последующими рекомендациями по оптимальным параметрам технологического режима, при которых достигается максимальная экономическая эффективность производства.

Литература

1. Зиятдинов Н.Н. Моделирование и оптимизация химико-технологических процессов и систем / Н.Н. Зиятдинов // Теоретические основы химической технологии. – 2017. – Т. 51, № 6. – С. 613-617. – DOI 10.7868/S0040357117060197.
2. Николаев Е.В. Исследование сепарационных процессов углеводородных многокомпонентных систем в режимах функционирования оборудования предварительной подготовки нефти / Е.В. Николаев, С.Н. Харламов // Известия Томского политехнического университета. – 2016. – Т. 327, № 7. – С. 84-99.
3. Потапов М.С. Совершенствование технологической схемы установки низкотемпературной изомеризации лёгкой бензиновой фракции / М.С. Потапов, С.В. Попов // Вестник Воронежского государственного университета инженерных технологий. – 2024. – Т. 86, № 1(99). – С. 258-264. – DOI 10.20914/2310-1202-2024-1-258-264.
4. Чернов К.И. Основные направления каталитической изомеризации бензиновой фракции / К.И. Чернов // Академическая публикация. – 2024. – № 5-2. – С. 24-34.
5. Peng D.-Y. Two and Three Phase Equilibrium Calculations for Systems Containing Water / D.-Y. Peng, D.N. Robinson // The Canadian Journal of Chemical Engineering. – 1976. – V. 54. – P. 595-599.

СИНТЕЗ ФИШЕРА-ТРОПША С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АКТИВНОГО КОБАЛЬТОВОГО КАТАЛИЗАТОРА

Фоминых В.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент кафедры ХТТ ИПР ТПУ Е.В. Попок
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время наблюдается значительное увеличение научного интереса к процессу синтеза жидких углеводородов по методу Фишера-Тропша. Наибольшее внимание уделяется совершенствованию технологии жидкофазного метода синтеза, поскольку подобная реализация позволяет с наибольшей эффективностью отводить тепло реакции и увеличивать селективность процесса. Синтез Фишера-Тропша - процесс каталитический, и именно свойства катализатора определяют технологическое оформление промышленных установок. Регулярно ведется поиск новых катализаторов и методов их получения для данного процесса [4].

Эффективность различных металлов-катализаторов в синтезе Фишера-Тропша в первую очередь зависит от адсорбции СО и Н₂ на их поверхности. В зависимости от электронной структуры металлов чаще всего оксид углерода адсорбируется в диссоциативной форме и происходит разрыв π-связи между С и О. При этом взаимодействие металла и атома кислорода происходит в результате колебательной деформации связей Me-C-O [1]. Традиционными катализаторами синтеза Фишера-Тропша являются металлы VIII группы (в основном железо) или металл, распределенный по поверхности высокопористого носителя (железо или кобальт). Также хорошей каталитической активностью обладает никель и рутений [4]. Рутений является наиболее активным металлом, позволяющим проводить низкотемпературный газофазный процесс. Он проявляет каталитическое действие уже при 100 °С. При повышенном давлении в присутствии рутениевого катализатора образуются парафины с высокой молекулярной массой [5-7]. Однако рутений вследствие своей дороговизны не находит промышленного применения в синтезе Фишера-Тропша. Никелевые катализаторы обладают высокой гидрирующей активностью и уже при атмосферном давлении катализируют реакцию гидрирования СО в метан. Однако данные катализаторы в промышленности применяются ограничено для получения метана. Кобальт, как металл-катализатор, обладает высокой активностью в рассматриваемом процессе, но часть СО в результате гидрирования неизбежно превращается в метан. Повышение температуры приводит к резкому ускорению этой реакции, поэтому кобальтовые катализаторы, как правило, используют в низкотемпературном процессе. Наиболее часто кобальтовые катализаторы используют при давлении до 150 атм. и температуре 180–250 °С. В данных условиях использование кобальтовых катализаторов приводит к образованию линейных парафинов, снижая выход олефинов и кислородсодержащих соединений [5, 8]. Железные катализаторы проявляют активность в интервале температур 200–360 °С, и позволяют получать широкий диапазон продуктов: парафины, низшие α-олефины, спирты. Вследствие более низкого сродства к водороду железосодержащие катализаторы снижают скорость метанообразования. Кроме того, железо значительно ускоряет реакцию конверсии водяного газа, что позволяет более эффективно использовать синтез-газ, получаемый из угля или биомассы, в котором соотношение СО:Н₂ ниже 1:2 [2].

Одним из перспективных направлений в разработке новых каталитических систем является использование металлов Ренея в качестве самостоятельных катализаторов и или добавок к уже используемым каталитическим системам. Скелетные металлические катализаторы гидрирования (металлы Ренея) известны с 20-х годов прошлого столетия, однако приготовление пористого кобальта Ренея до сих пор в основном остается на уровне лабораторных методик. В рамках данного исследования качестве катализатора для синтеза Фишера-Тропша был выбран катализатор кобальт Ренея. Это высокоактивный пиррофорный дисперсный структурированный пористый металл с развитой поверхностью, достигающей 100 м²/г. Металлы Ренея получают из сплава каталитически активного металла высокотемпературным выщелачиванием из него легкорастворимого компонента (Al, Si, Zn и др.) [3].

В качестве исходного сырья для разрабатываемого катализатора был взят оксид кобальта СоО и алюминиевая пудра. Было сделано 3 пробы, соотношение реагентов СоО:Аl 5:1, 1:5, 1:1. Данные образцы подвергались измельчению в керамической ступке и сплавлению в печи при температуре 670 °С в течение 15 минут. Далее после охлаждения до комнатной температуры, обрабатывались концентрированным раствором соляной кислоты для удаления из сплава второго металла. Полученные образцы промывались дистиллированной водой, до установления нейтральной среды. После промывания образцы отфильтровывались с помощью бумажного фильтра и заливались дистиллированной водой для предотвращения взаимодействия активного металла с воздухом.

Активность полученных образцов катализатора определялась с использованием каталитической установки, работающей при повышенном давлении, схема которой представлена на рис. 1. В рамках исследования выполнялось варьирование основных технологических параметров процесса, а именно температуры в слое катализатора Т_р, давление процесса Р, объемная скорость подачи сырья ОСПС (путем изменения количества подаваемого в реакционную зону синтез-газа) и соотношения реагентов в синтез газе. Пределы варьирования: Т от 180 до 330 °С, Р от 0,3 до 1,2 МПа, ОСПС от 5 до 15 мин⁻¹, соотношение реагентов Н₂:СО от 1:1 до 2:1.

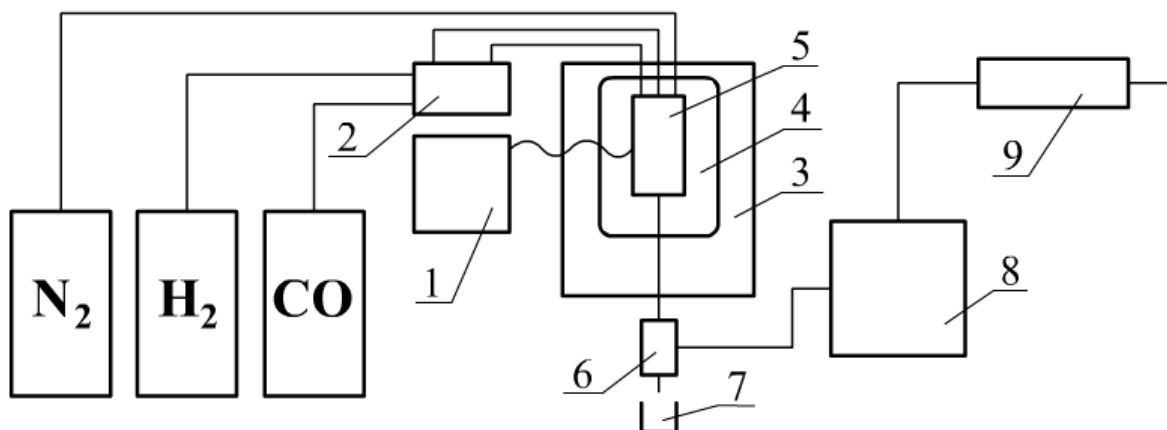


Рис. 1. Схема лабораторной установки: 1 – микропроцессорный регулятор температуры, 2 – электронный расходомер, 3 – термошкаф, 4 – рубашка реактора, 5 – реактор, 6 – сепаратор-холодильник, 7 – приемник, 8 – хроматографический комплекс, 9 – вытяжка

В результате синтеза были получены газообразные и жидкие продукты, качественный анализ которых проводился методом капиллярной газовой хроматографии. В составе газообразных продуктов синтеза преобладают аланы нормального строения, в большей степени метан. В качестве побочных продуктов синтеза присутствует диоксид углерода, но только при температурах выше 280 °С, что говорит о том, что скорость реакции парового сдвига становится заметной только в условиях высоких температур.

Выход жидких продуктов в представленных экспериментах находился на низком уровне, что не позволяло выполнять качественный анализ отдельных образцов. Для определения ориентировочного состава жидких продуктов синтеза было составлено несколько объединенных проб из наиболее удачных экспериментов, состав которой представлен в табл. 1.

Таблица

Состав жидких продуктов синтеза

№ пробы	Выход группы веществ, % мол.				
	Парафины	Изопарафины	Нафтенy	Олефины	Ароматические УВ
1	20,724	17,812	29,542	8,544	23,378
2	21,774	22,365	22,033	8,434	25,395
3	21,774	22,365	22,033	8,434	25,395

Выводы

Катализаторы синтеза жидких углеводородов на основе кобальта Ренея являются перспективным направлением получения высокоактивных каталитических систем. Разрабатываемые каталитические системы обладают достаточной каталитической активностью в синтезе из CO и H₂, при этом показывают низкий выход побочных продуктов. Состав жидких продуктов оказался достаточно разнообразным, что характерно для подобных процессов. Дальнейшее исследование будет направлено на изучение свойств и структуры получаемого катализатора, а также усовершенствования его основных характеристик – выхода жидких продуктов и увеличения степени конверсии исходных веществ.

Литература

- Берберов А.Б. Прогнозирование активности биметаллических катализаторов с использованием методов компьютерного моделирования: дис. ... канд. техн. Наук 02.00.13: утв 28.12.2016. М. – 2016. – 125 с.
- Липидус А.Л., Елисеев О.Л. Обзор катализаторов синтеза Фишера-Тропша [Электронный ресурс] / Газохимия. URL: <http://gazohimiya.ru/content/view/15/19/> (дата обращения: 15.02.2017).
- Соломоник И.Г. и др. Скелетный кобальт для получения углеводородов в синтезе Фишера-Тропша // Известия высших учебных заведений. Химия и химическая технология. – 2020. – Т. 63. – № 12. – С. 71-76.
- Хаджиев С.Н., Крылова А.Ю. Синтез Фишера Тропша в трехфазной системе в присутствии наноразмерных катализаторов (обзор) // Нефтехимия. – 2011. – Т. 51. – № 2. – С. 84-96.
- Хенрици-Оливэ Г., Оливэ С. Химия каталитического гидрирования CO. М.: Мир, 1987. – 248 с.
- Karn F.S., Shultz J.F., Anderson R.B. Hydrogenation of carbon monoxide and carbon dioxide on supported ruthenium catalysts at moderate pressures // Industrial & Engineering Chemistry Product Research and Development. – 1965. – Vol.4. – P. 265-269.
- Kellner C.S., Bell A.T. The kinetics and mechanisms of carbon monoxide hydrogenation over alumina-supported ruthenium // Journal of Catalysis. – 1981. – Vol. 70. Is. 2. – P. 418-32.
- Wolf M., Fischer N., Claeys M. Formation of metal-support compounds in cobalt-based Fischer-Tropsch synthesis: A review // ChemCatalysis. – 2021. – Vol. 1. - Is.

СЕПАРАЦИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГАЗОГИДРАТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ Школа М.В.

Научный руководитель доцент Н.Е. Шлегель

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рост населения влечет за собой значительное увеличение потребности в энергии, что создает настоятельную необходимость в устойчивых и экологически чистых источниках топлива [1]. Среди доступных альтернатив природный газ выделяется как один из наиболее экологичных видов энергии, поскольку его сжигание производит меньше выбросов углерода и других загрязняющих веществ по сравнению с углем и нефтью [2]. Однако для обеспечения его высокой энергетической эффективности и безопасности необходимо проводить сепарацию природного газа после его добычи, что позволяет удалить вредные примеси и подготовить газ к дальнейшему использованию в энергетике и других отраслях.

Существует несколько методов сепарации природного газа, включая адсорбцию, абсорбцию, мембранные технологии и криогенную сепарацию [3, 4]. Основным общим недостатком этих технологий являются высокие энергозатраты. Мембранная технология является менее энергозатратной, однако ее использование приводит к большим потерям углеводородов [5]. Таким образом, появляется необходимость в поиске альтернативного способа проведения сепарации природного газа. В настоящее время всё больший исследовательский интерес привлекают газовые гидраты. Сепарация природного газа с помощью гидратов имеет низкие энергозатраты и стоимость по сравнению с известными способами. Цель настоящей работы – определение условий очистки природного газа с использованием гидратных технологий.

В данном исследовании предлагаются два способа очистки природного газа для увеличения его теплотворной способности: удаление из него азота (рис. 1, а) и сепарация метана (рис. 2, б). Для удаления азота из природного газа предполагается гидратообразование в термобарических условиях, соответствующих диапазону между кривыми гидратообразования азота и метана. При таких условиях формируется гидрат всех компонентов природного газа, за исключением азота, который остается в газовой фазе. Это связано с тем, что температура и давление, необходимые для формирования гидрата азота, значительно выше, чем у других компонентов природного газа. Такой подход позволяет получить гидрат смеси углеводородов без азота, но при этом в ней остается углекислый газ. Для сепарации метана из природного газа предлагается два этапа последовательного гидратообразования в двух реакторах разного объема. На первом этапе проводится гидратообразование при термобарических параметрах, соответствующих условиям ниже кривой метана. Это приводит к образованию гидратов из всех газов кроме метана и азота. Газообразные метан и азот направляются в другой реактор меньшего объема, где создаются условия для получения гидрата метана, при этом азот остается в газовой фазе. В результате образуется чистый гидрат метана, который можно транспортировать и регазифицировать. В том случае, если в природном газе концентрация диоксида углерода составляет менее 1 %, то целесообразно удаление из него азота. Если же содержание CO_2 более 1 %, то для поддержания высокого качества горючего газа рекомендуется проводить сепарацию метана из природного газа.

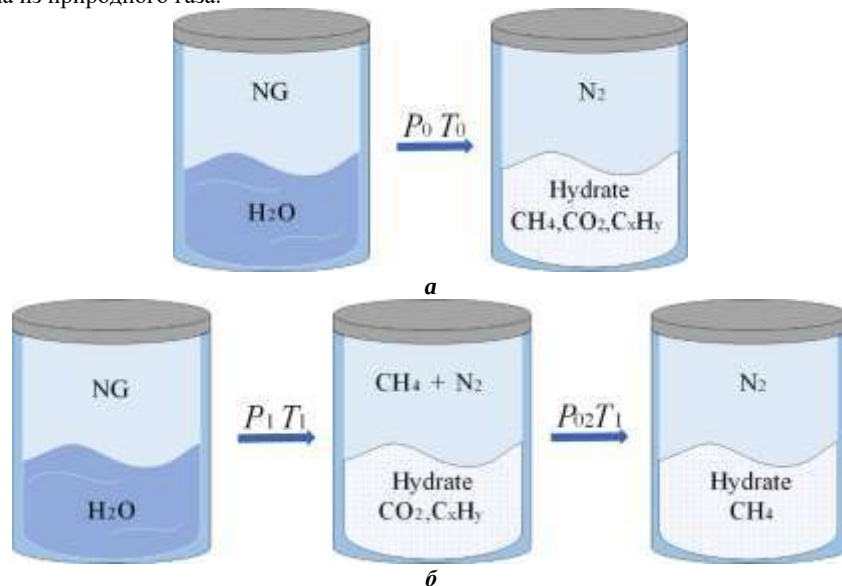


Рис. 1. Схемы методов сепарации: а – удаление азота из природного газа; б – сепарация метана из природного газа

При проведении экспериментальных исследований по удалению азота из природного газа с помощью гидратных технологий установлено, что начальное давление оказывает значительное влияние на скорость синтеза гидрата: увеличение начального давления в реакторе на 5 бар приводило к снижению времени синтеза на 4–24 % (рис. 2). Это связано с тем, что при повышенном давлении увеличивается растворимость газа в воде, а также уменьшается расстояние между молекулами газа, что способствует увеличению скорости

образования зародышевых центров гидрата. Таким образом, гидратообразование при давлении от 50 до 55 бар в диапазоне температуры от -2 до 2 °C позволяет с наиболее эффективно удалить азот из природного газа.

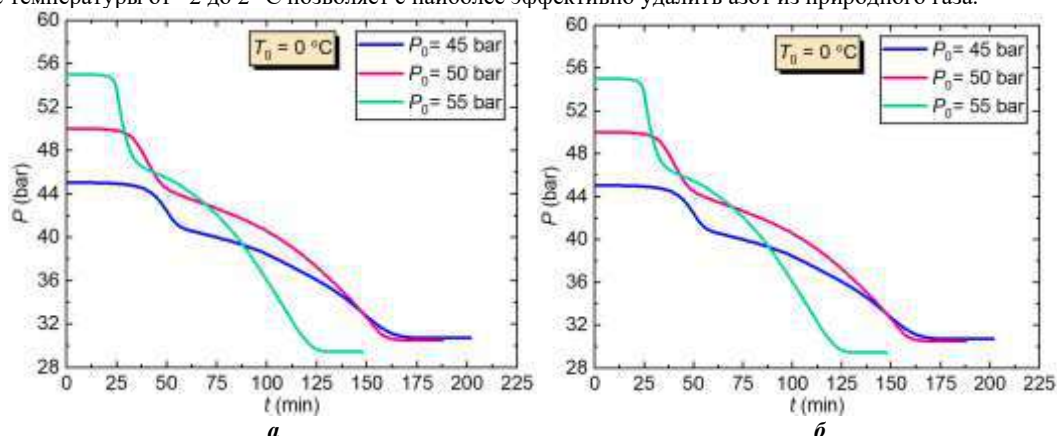


Рис. 2. Удаление азота из природного газа: а – значения давления в процессе гидратообразования при $T_0 = 0$ °C; б – компонентный состав газа в гидрате

Анализ результатов при проведении экспериментальных исследований по сепарации метана из природного газа с помощью гидратных технологий свидетельствует о том, что при давлении первого этапа от 23 до 26 бар и второго этапа 50 бар в диапазоне температуры от -2 до 2 °C обеспечивается получение метана с высокой степенью очистки. Также увеличение давления на 3 бара обеспечивает снижение времени процесса сепарации практически на 6,8–10,4 %. При этом увеличение температуры способствует увеличению времени сепарации практически на 8,3–11,3 % (рис. 3).

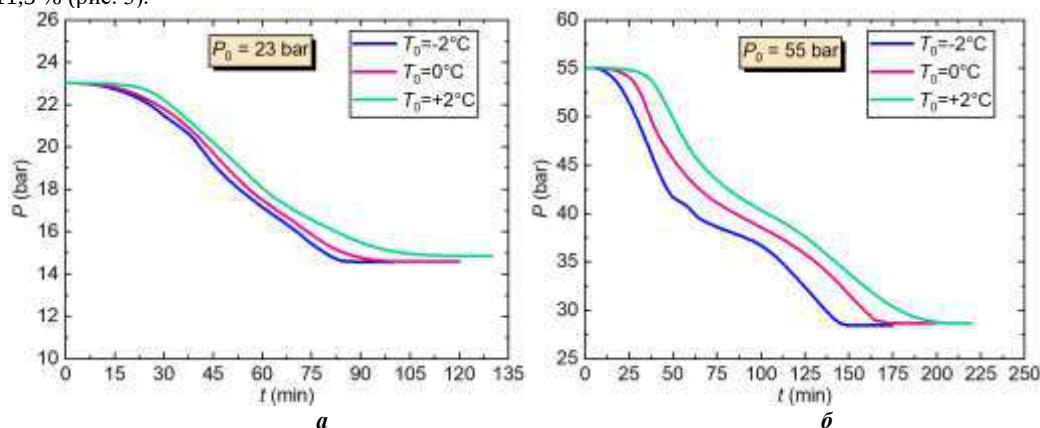


Рис. 3. Значения давления в процессе гидратообразования: а – на первом этапе сепарации метана из природного газа при $P_0 = 23$ бар; б – на втором этапе сепарации метана из природного газа при $P_0 = 55$ бар

Литература

1. Mahto S. et al. Effect on polytropic index, performance and emission of diesel engine using hydrogen as gaseous fuel with additive di-tert butyl peroxide // International Journal of Hydrogen Energy. – 2024. – Т. 81. – С. 1363-1373.
2. Liu J. et al. Optimizing combustion and emissions in natural gas/diesel dual-fuel engine with pilot injection strategy // Thermal Science and Engineering Progress. – 2024. – Т. 48. – С. 102418.
3. Imtiaz A. et al. Challenges, opportunities and future directions of membrane technology for natural gas purification: a critical review // Membranes. – 2022. – Т. 12. – № 7. – С. 646.
4. Park J. et al. Improving energy efficiency for a low-temperature CO_2 separation process in natural gas processing // Energy. – 2021. – Т. 214. – С. 118844.
5. Rhandi M. et al. Electrochemical hydrogen compression and purification versus competing technologies: Part I. Pros and cons // Chinese Journal of Catalysis. – 2020. – Т. 41. – № 5. – С. 756-769.

ПОЛУЧЕНИЕ ОКСИДА ГРАФЕНА ИЗ ПРОДУКТОВ ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

Эрро С. М., Ильясова Ж. А.

Научный руководитель доцент В. А. Сафин

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Оксид графена – это двумерный материал, состоящий из частиц толщиной в несколько окисленных углеродных слоев графена, организованных в виде гексагональной решетки. Он образуется при окислении графита и обладает уникальными электронными, механическими, термическими и оптическими свойствами, которые позволяют использовать оксид графена во многих областях науки и промышленности: от электроники [5, 7] до медицины [1, 6].

Наличие кислородсодержащих функциональных групп на поверхности листов ОГ [2] обуславливает его высокую гидрофильность, возможность химической модификации и широкое применение в различных областях, таких как создание композитных материалов [3], электрохимических устройств, биомедицинских приложений и сенсоров. Материал используют, в том числе, как добавку к продукту для улучшения его механических, электронных и тепловых свойств. Кроме того, оксид графена находит применение и в других областях: катализе, очистке и фильтрации, а также может являться сырьем для производства другого углеродного материала – графена.

Сегодня цены на водную эмульсию оксида графена высокого качества находятся на уровне \$50/г. В Китае предлагают продукты переменного качества за \$20/г.

Целью настоящей работы является получение оксидов графена из различных углеродных материалов и исследование их свойств.

В качестве прекурсора для получения оксида графена выступали:

- остаток после пиролиза каменного угля марки 1ГЖ Чаданского месторождения. Для получения твердого остатка из угля использовали классический метод полукоксования в реторте Фишера. Образец нагревали до конечной температуры 500 °С,
- нефтяной кокс, полученный из гудрона, произведенного на Ачинском нефтеперерабатывающем заводе. Для получения нефтяного кокса использовали укрупненную установку, позволяющую получать 5 кг кокса за одну загрузку.

Карбонизат из угля и нефтяной кокс содержат примерно одинаковое количество углерода (87,9 % мас. и 90,1 % мас. соответственно), однако содержание серы и азота в нефтяном коксе выше (5,4 % мас.), чем в угольном карбонизате (3,0 % мас.). Нефтяной кокс обладает изотропной (точечной) структурой. Данный кокс за счет своих свойств имеет низкую стоимость (3000 р/т), однако возможно использовать его как прекурсор для получения углеродных наноматериалов, в том числе оксида графена.

Окисленный графен был получен по модифицированному методу Хаммерса [4], согласно которому графит подвергается окислению смесью перманганата калия (KMnO_4), нитрата натрия (NaNO_3) и концентрированной серной кислоты, с последующим отделением частичек оксида графена с помощью дробного воздействия ультразвука. Крупные, осевшие на дно частички собирались и дробились до тех пор, пока в стакане не останется осадка.

Для того, чтобы подтвердить принадлежность данных частиц к оксиду графена был проведен анализ структуры с помощью КР-спектроскопии, а также исследован элементный состав (хроматография). КР-спектры оксида графена из нефтяного кокса и угольного карбонизата практически идентичны приведенным в литературе. Элементный состав из таблицы показывает, что графен относится к материалам средней степени окисленности.

Таблица

Элементный состав оксида графена

Исходный материал	С, % мас.	Н, % мас.	О, % мас.	N+S, % мас.
Кокс нефтяной	67,8	0,7	28,3	3,2

Устойчивость дисперсии оксидов графена в воде исследовалась с помощью аппарата Turbiscan, который позволяет быстро и достоверно определять механизмы дестабилизации. По диаграмме пропускания и обратного рассеяния (рис. 1) наблюдается равномерное снижение устойчивости, что соответствует такому механизму дестабилизации как седиментация. Суспензия оксида графена из угольного карбонизата осаждалась со скоростью 0,21 мм/ч. Средний размер частиц, определенный с помощью аппарата Turbiscan составил 2440 нм.

Толщина пика пропускания оксида графена из угольного карбонизата согласно диаграмме, изображенной на рисунке 3а, более 2 мм. Это показывает, что суспензия неустойчивая, так как дисперсия считается устойчивой при толщине пика менее 1 мм. По приближенной оценке, суспензия ОГ из нефтяного кокса полностью расслоится через 235 дней против 8 дней суспензии ОГ из угольного карбонизата.

Анализ полученного в результате окисления кислотой оксида графена проводился на акустическом спектрометре. Оксид графена из угольного карбонизата имеет более узкую кривую распределения с максимальным значением 11,3 мкм, в то время как оксид графена, полученный из нефтяного кокса имеет широкое распределение и показывает большее разнообразие размеров частиц.

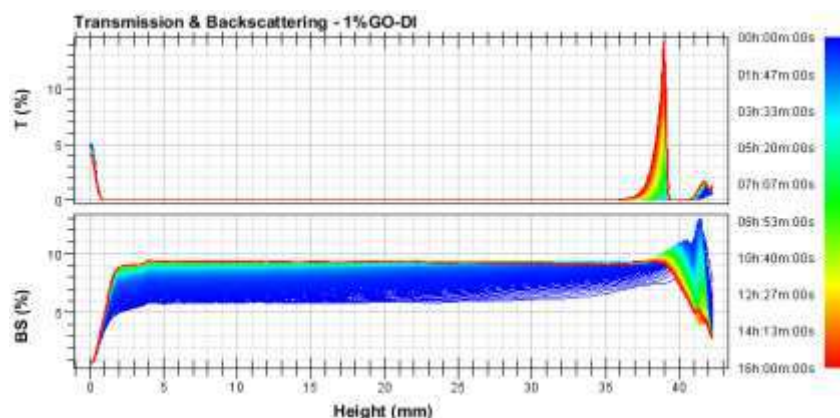


Рис. 1. Спектры пропускания и обратного рассеяния света для оксида графена из угольного карбонизата

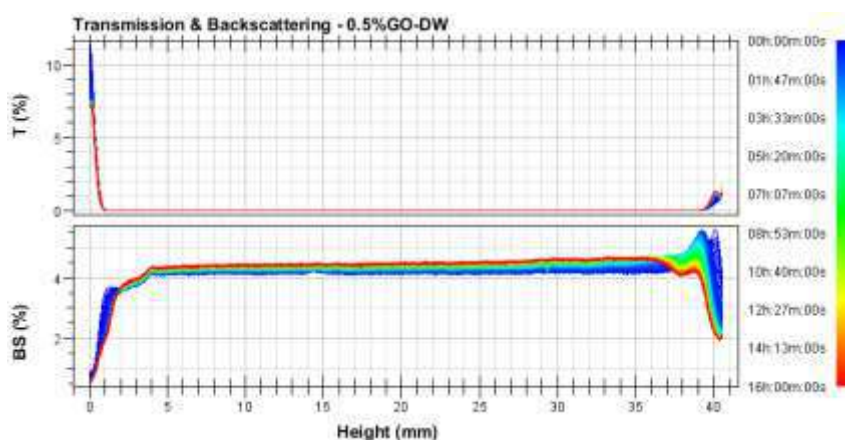


Рис. 2. Спектры пропускания и обратного рассеяния света для оксида графена оксида графена из нефтяного кокса

Суспензия оксида графена из нефтяного кокса отличалась большей устойчивостью: скорость седиментации, изображенная на рисунке 3б составила 0,01 мм/ч. Такая разница между скоростями обусловлена более сложными процессами дестабилизации суспензии. На начальном этапе наблюдается агрегация частиц оксида графена из кокса, а затем медленное осаждение. В то время как частички оксида графена из угля не взаимодействуют друг с друг, а просто осаждаются под действием силы тяжести. Толщина пика оксида графена из кокса менее 1 мм, такие суспензии считаются устойчивыми во времени. Средний размер частиц – 440 нм.

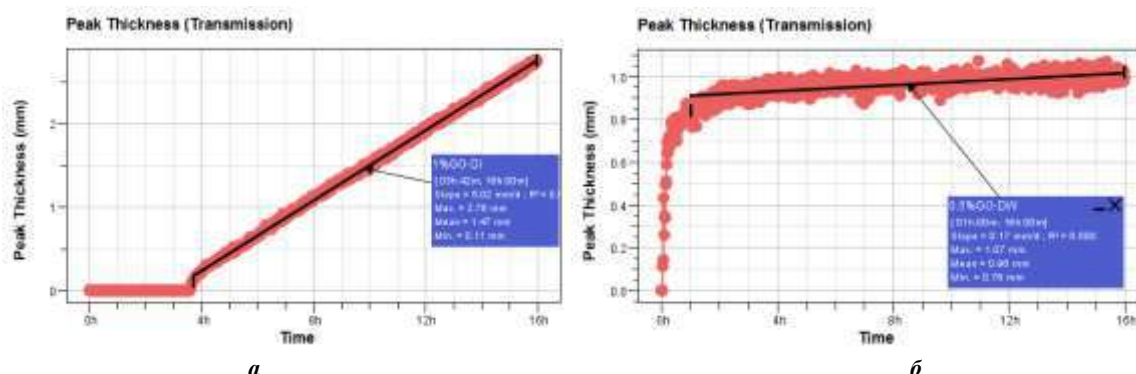


Рис. 3. Скорость седиментации суспензии оксида графена из: а – угольного карбонизата; б – нефтяного кокса

В ходе исследования были изучены два типа сырья для получения оксида графена методом Хаммерса. Твердый остаток пиролиза угля марки 1ГЖ позволяет получать оксид графена с выходом 54,3 %. Полученный ОГ отличается большим размером частиц (2440 нм) и плохой седиментационной устойчивостью.

При работе с низкосортным нефтяным коксом продемонстрирован более высокий выход продукта – 66,7 % мас. Полученный оксид графена отличался широким распределением частиц по размерам со средним значением 440 нм. Суспензии данного материала в дистиллированной воде устойчивы во времени. Его элементный состав и КР-спектр сходны с промышленными образцами оксида графена.

Литература

1. Hajipour Keyvani A. et al. Advancements in Cancer Treatment: Harnessing the Synergistic Potential of Graphene-Based Nanomaterials in Combination Therapy // *ACS Applied Materials & Interfaces*. – 2025. – Т. 17. – № 2. – С. 2756-2790.
2. Cai W. et al. Synthesis and solid-state NMR structural characterization of ¹³C-labeled graphite oxide // *Science*. – 2008. – Т. 321. – № 5897. – С. 1815-1817.
3. Dasari B.L. et al. Graphene and derivatives–Synthesis techniques, properties and their energy applications // *Energy*. – 2017. – Т. 140. – С. 766-778.
4. Hirata M. et al. Thin-film particles of graphite oxide 1: High-yield synthesis and flexibility of the particles // *Carbon*. – 2004. – Т. 42. – № 14. – С. 2929-2937.
5. Vivekchand S.R.C. et al. Graphene-based electrochemical supercapacitors // *Journal of Chemical Sciences*. – 2008. – Т. 120. – № 1. – С. 9-13.
6. Vincent M., De Lázaro I., Kostarelos K. Graphene materials as 2D non-viral gene transfer vector platforms // *Gene Therapy*. – 2017. – Т. 24. – № 3. – С. 123-132.
7. Vivekchand S.R.C. et al. Graphene-based electrochemical supercapacitors // *Journal of Chemical Sciences*. – 2008. – Т. 120. – № 1. – С. 9-13.

СЕКЦИЯ 9

ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ИЗОЛИРОВАННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Бернякович Е.А.

Научный руководитель к.т.н., доцент ОЭЭ ИШЭ ТПУ Н.Ю. Рубан

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В электроэнергетике всё больше уделяют внимание на развитие локальных систем генерации, что обусловлено растущим интересом к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ) и повышению эффективности работы. Одним из перспективных решений для реализации этой задачи является микросеть, которая объединяет распределенную генерацию, накопители энергии и потребителей.

Одним из важных режимов работы микросети является её функционирование в изолированном режиме, когда она отсоединена от централизованной сети и обеспечивает электроснабжение потребителей самостоятельно.

В данной статье рассматривается регулирование частоты в изолированной энергосистеме с использованием управления по статизму. Поставленной целью является анализ особенностей функционирования микросети, определение оптимальных параметров системы управления для обеспечения стабильной и надежной работы.

Используемая микросеть состоит из трёх параллельных энергоблоков, мощностью 500 кВт, 300 кВт и 200 кВт соответственно, подключенных к шине «PCC¹ bus». Каждый энергоблок состоит из двухуровневого преобразователя мощности, LC-фильтра, трансформатора 480/600, а также идеального источника постоянного тока, представляющего собой генерацию возобновляемой энергии [1].

В данной статье представлены результаты экспериментов изменения коэффициента статизма по частоте, а также при изменении нагрузки микросети [2].

На рис. 1 представлены осциллограммы, которые показывают распределение нагрузки между тремя параллельными энергоблоками.

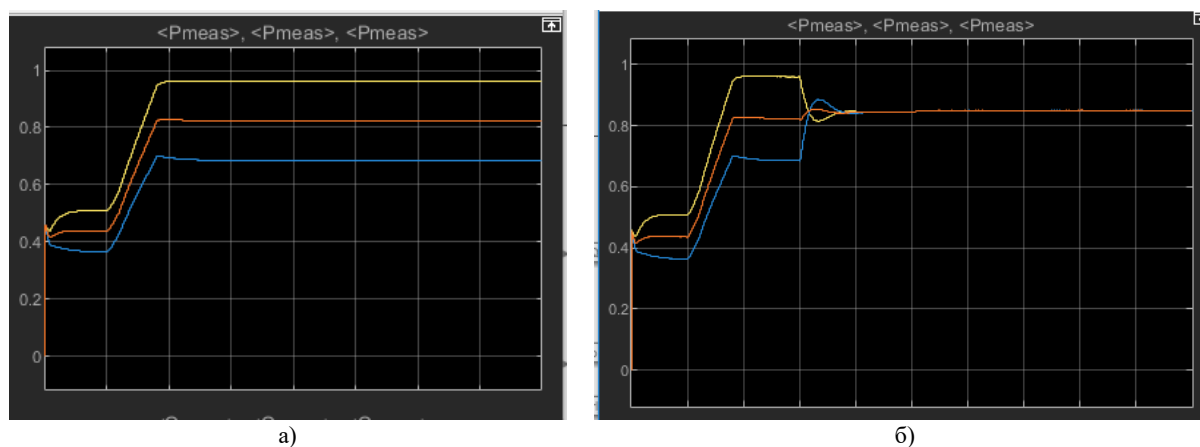


Рис. 1. Осциллограммы инверторов:
а) без использования коэффициента статизма, б) с использованием коэффициента статизма

При использовании коэффициента статизма (рис. 1, б) видно, что со временем нагрузка распределяется одинаково, нежели при отсутствии статического управления (рис. 1, а). Благодаря этому, обеспечиваются технико-экономические параметры всего энергообъекта.

При номинальной частоте 60 Гц и постоянном коэффициенте по напряжению в 4 %, зададим параметры нагрузки для активной мощности на 400 кВт и для реактивной мощности на 100 кВар. Изменяя коэффициент статизма по частоте от 1 % до 5 %, имеем следующие результаты, представленные на рис. 2.

¹ PCC (Point-of-Common-Coupling) – точка электрической сети, ближайшая к конкретной нагрузке, к которой присоединены или могут присоединяться другие нагрузки.

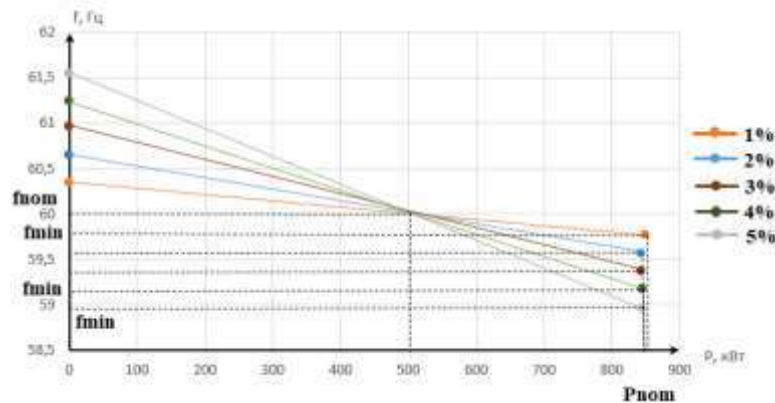


Рис. 2. Зависимость $f(P)$ при изменении коэффициента статизма от 1 до 5 %

Теперь увеличим нагрузку до максимума: на 800 кВт по активной мощности и на 200 кВар по реактивной мощности, сверх этих значений система становится неустойчивой, и сравним полученные значения с первым опытом.

Результаты измерений представлены на рисунке 3.

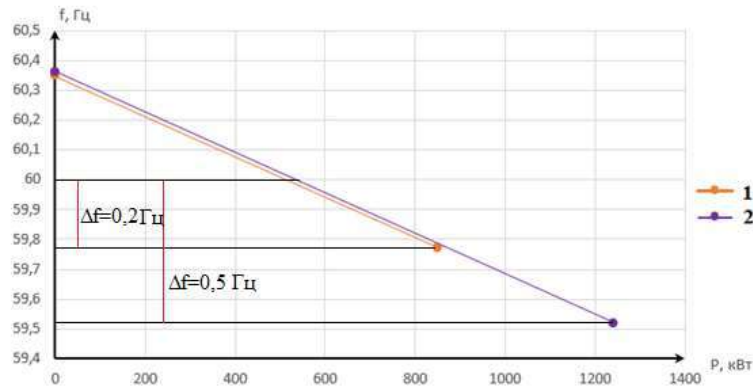


Рис. 3. Зависимость $f(P)$ при различных нагрузках: 1) нагрузка до 400 кВт, 2) нагрузки до 800 кВт

Проанализировав характеристики, можно сделать вывод о том, что самым оптимальным коэффициентом статизма, при нагрузке на 400 кВт или на 800 кВт по активной мощности, является 1 %. При набросе мощности на 800 кВт, частота приобретает недопустимые отклонения.

При нагрузке на 400 кВт - частота микросети изменилась до 60,35 Гц (+0,58 %) и до 59,77 (-0,61 %) Гц. При нагрузке на 800 кВт – частота микросети изменяется до 60,36 Гц (+0,6 %) и до 59,52 Гц (-0,82 %).

В изолированных энергосистемах кратковременное отклонение по частоте допускается в пределах 0,8 % [3]. Из этого следует, что при повышении нагрузки на 800 кВт метод управления по статизму не удовлетворяет условиям.

Заключение

В данной статье исследовалось влияние коэффициента статизма на работу изолированной микросети. Анализ показал, что управление по статизму повышает эффективность работы изолированных микросетей при правильно подобранном значении коэффициента. Также, он является определяющим в распределении активной и реактивной мощности между тремя параллельными энергоблоками. Выбор оптимального коэффициента статизма способствует повышению устойчивости микросети к различным возмущениям, таким как резкие изменения нагрузки, отключение или подключение генерации. Дальнейшие исследования направлены на проведение более детального исследования влияния различных факторов, таких как характеристики нагрузки, алгоритмы управления, на оптимальное значение коэффициента статизма в микросети.

Литература

1. Islanded Operation of an Inverter-based Microgrid Using Droop Control Technique 2024. – URL: <https://www.mathworks.com/help/sps/ug/power-Microgrid-IslandedOperation-DroopControl.html> (дата обращения 18.02.2025).
2. Bankovic D., Mitrovic N., Petronijevic M., Filipovic F., Kostic V. Design and Analysis of the Droop Control Method for Parallel Inverters Operation in the Autonomous Microgrid // ResearchGate. – 2020. – P. 6.
3. ГОСТ Р 55890 – 2013. Системный оператор единой энергетической системы. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200107605> (дата обращения 20.02.2025)

**ИЗМЕНЕНИЕ СХЕМЫ СОЕДИНЕНИЯ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИВОДА «ПОВОРОТА»
ЭКСКАВАТОРОВ ЭШ-20/90**

Волков А.А.

Научный руководитель к.т.н. доцент Р.А. Уфа

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г Томск, Россия

В настоящее время на экскаваторах ЭШ-20/90, построенных по схеме Генератор постоянного тока – Двигатель постоянного тока (система Г-Д) в приводе «Поворота» применяется последовательно-параллельная схема соединения приводных двигателей. От одного генератора постоянного тока получают питание четыре двигателя, соединенные последовательно по 2 шт. в две параллельные ветви (заводская схема). В данной схеме 50–70 % времени цикла экскаватора генератор поворота оказывается перегруженным по току на 60–70 % и в три раза недогруженным по напряжению, чем обеспечивает частый ремонт генератора «Поворота».

Предлагаемое решение – последовательная схема соединения двигателей привода «Поворота». Это позволяет обеспечить генератору экскаватора ЭШ-20/90 благоприятные режимы работы, исключает перегрузку генератора по току.

Заводская схема привода «Поворота» экскаватора ЭШ-20/90 представляет собой последовательно-параллельное соединение двигателей мпс-640-700 (мпвэ-400-4000), получающих питание от одного генератора ГПЭ-2500 (рис. 1).

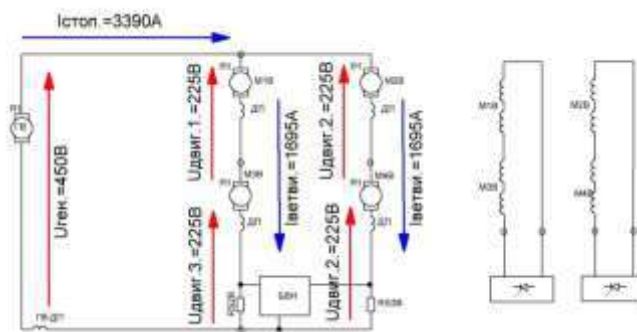


Рис. 1. Заводская схема привода поворота экскаватора ЭШ-20/90 – последовательно-параллельное соединение двигателей

ГВ – генератор «поворота»

М1В-М4В – двигатели поворота

БВН – блок выравнивания нагрузки между ветвями двигателей

Текущая ситуация.

Учитывая специфику работы привода в зависимости от угла поворота при экскавации, «поворот» может находиться в режиме «стопорного тока» от 50 до 70 % времени цикла: разгон привода после набора ковша к месту разгрузки; торможение в месте разгрузки; разгон в сторону набора ковша; торможение в месте набора ковша. Большую часть времени работы генератор «поворота», оказывается загруженным по напряжению на 37,5 % от своего номинала, и перегруженным по току на 163 %. Внешние характеристики генератора «поворота» и привода «поворота» не совпадают в течении 50–70 % времени цикла экскавации, генератор работает в красной зоне (рис. 2). В моменты перегрузки по току двигатели привода находятся в режиме разгона или торможения, в какой-то момент времени их скорость равна нулю, а генератор «поворота» всегда вращается с номинальным числом оборотов, условия коммутации щеточного аппарата гораздо более худшие. Перегрузка по току вызывает увеличение плотности тока под щетками, повышенному нагреву коллектора, усиленному искрообразованию и преждевременному выходу из строя генератора «поворота».

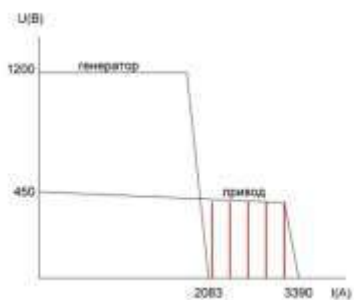


Рис. 2. Внешние характеристики генератора и привода «поворота» экскаватора ЭШ-20/90 при последовательно-параллельном соединении двигателей

Кроме того, в виду не идентичности характеристик приводных двигателей для выравнивания нагрузок двигателей М1В-М3В и М2В-М4В дополнительно используется блок выравнивания нагрузок и два тиристорных преобразователя возбуждения двигателей.

Решение

Переключение якорных обмоток двигателей привода «поворота» с последовательно - параллельного на последовательное соединение (рис. 3).

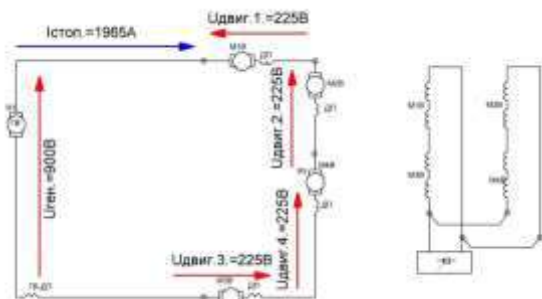


Рис. 3. Схема последовательного соединения двигателей поворота экскаватора ЭШ-20/90

При таком переключении стопорный ток генератора снижается в два раза (до 1965А), а напряжение холостого хода поднимается до 900В. Внешняя характеристика привода «поворота» не выходит за рамки внешней характеристики генератора (рис. 4). Проблемы с перегрузкой генератора исключаются.

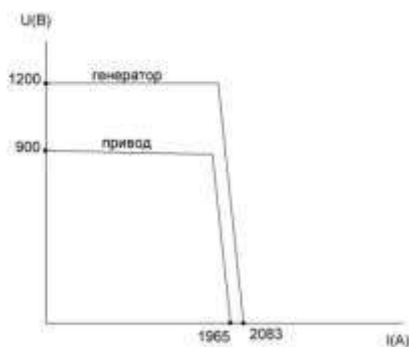


Рис. 4. Внешние характеристики генератора и привода «поворота» экскаватора ЭШ-20/90 при последовательном соединении двигателей

Кроме того, через все двигатели протекает одинаковый якорный ток, и если подключить обмотки возбуждения двигателей к одному тиристорному преобразователю, то и момент у всех двигателей будет одинаковый. Из схемы управления исключается блок выравнивания нагрузок (БВН). За счет сокращения элементной базы (БВН и тиристорный преобразователь возбуждения двигателей) повышается надежность системы управления приводом «поворота» в целом.

Литература

1. Министерство угольной промышленности СССР. Технический отчет по контролю и наладке электрооборудования и схем управления главных приводов ЭШ-20/90 зав. № 19. ТОкШ-05-80 [Текст] / Министерство угольной промышленности СССР, 1988 – 5 с.
2. Вуль Ю.Я., Ключев В.И., Седаков Л.В. Наладка электроприводов экскаваторов. – М.: Недра. – 1975. – С. 140-147.
3. Сатовский Б.И. Машина. - Уральская инженерия, 1987. - 126 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВЫСОКОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ДОБАВКИ ЧАСТИЦ АЛЮМИНИЯ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ВТОРИЧНОГО РАСПАДА КОМПОЗИЦИОННЫХ КАПЕЛЬ

Волокитин Д.И.

Научный руководитель профессор П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исследование процессов фрагментации композиционных капель является важным направлением в современной теплотехнике, имеющим широкое практическое применение в энергетике, тепломассообменных и природоохранных технологиях [1]. Особое внимание уделяется изучению композиционных капель, содержащих твердые частицы, которые могут существенно изменять их поведение при вторичном распаде. Вторичный распад, сопровождающийся образованием дочерних капель, играет ключевую роль в таких процессах, как распыление топлива. Одним из перспективных направлений в этой области является использование высокоэнергетических добавок, способных не только увеличивать тепловыделение топливных композиций, но и влиять на характеристики распада капель.

Введение алюминиевых частиц в состав капель может приводить к значительным изменениям их реологических, тепловых и энергетических характеристик, что, в свою очередь, влияет на механизмы фрагментации капель [3]. Значения объемной и массовой плотностей энергии, выделяющейся при сгорании твердых частиц алюминия, в сравнении с керосином представлены в Таблица 1, значения физико-химических свойств алюминия приведены в табл. 2.

Таблица 1

Значения плотности энергии окисления

Физико-химические свойства	Керосин	Алюминий
Q_m [Дж/г]	40	31
Q_v [Дж/см ³]	34	85

Таблица 2

Физико-химические свойства алюминия

Материал	ρ , кг/м ³	C_p , Дж/(кг·К)	λ , Вт/(м·К)	a , м ² /с	T_m , К	Q_e , кДж/моль
Al [2]	2702	903	237	9.71	933	284

Цель работы – исследование влияния высокоэнергетической добавки в виде частиц алюминия на механизмы и характеристики вторичного распада композиционных капель.

Для создания высокотемпературных условий в экспериментах использовался стенд (рис. 1) с пламенной зоной, формируемой спиртовой горелкой на этиловом спирте (1). Неоднородные капли закреплялись на нихромовой проволоке диаметром 0.2 мм (5).

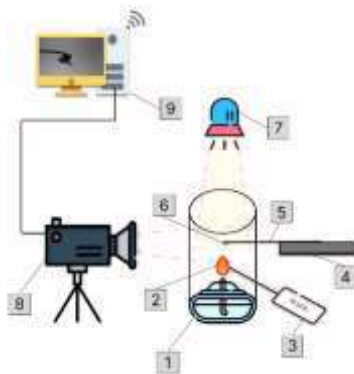


Рис. 1. Схема лабораторного стенда для проведения экспериментальных исследований

Эксперименты проводились при температурах газовой среды $T_g = 650, 750, 900$ и 1050 К. Температурные измерения осуществлялись с использованием системы сбора данных (3) в сочетании с термопарой типа К. Зона регистрации подсвечивалась светодиодным прожектором (7). Процесс микро-взрывного разрушения неоднородных капель фиксировался с помощью высокоскоростной видеокамеры (8). Предварительно готовились двухкомпонентные топливные смеси с массовым соотношением керосина и высокоэнергетической добавки 99,5:0,5; 99:1; 95:5.

Формирование неоднородных капель (6) осуществлялось пипеточными устройствами, затем капли перемещались в высокотемпературную зону пламени (2) с помощью координатного механизма (4).

На рис. 2 представлены значения времени существования композиционных капель с частицами алюминия.

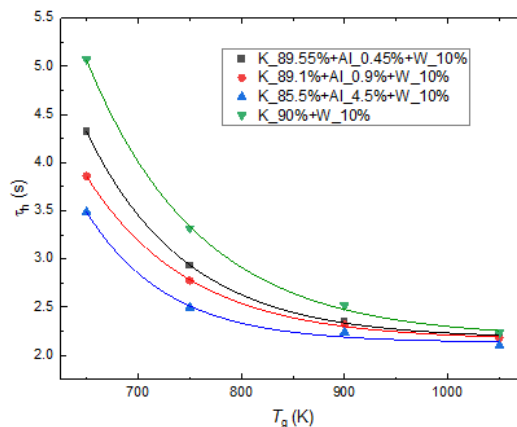


Рис. 2. Значения времени существования композиционных капель с частицами алюминия при начальных размерах родительских капель $D_{a0} \approx 1.6$ мм и разных температурах нагрева T_g

На рис. 3 представлены значения времени задержки распада и времени задержки зажигания композиционных капель с частицами алюминия.

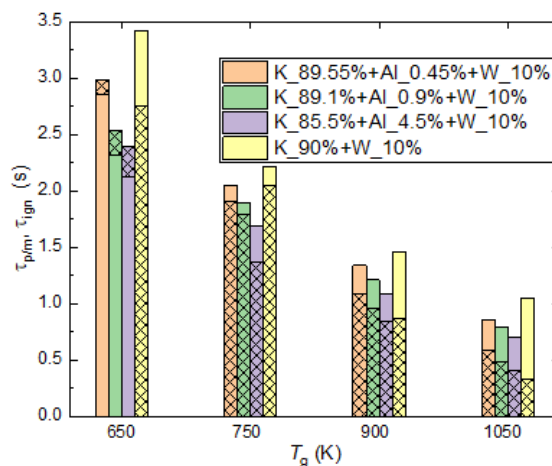


Рис. 3. Значения времен задержки распада (столбцы без штриховки) и времен задержки зажигания (заштрихованные столбцы) композиционных капель с частицами алюминия при начальных размерах родительских капель $D_{a0} \approx 1.6$ мм и разных температурах нагрева T_g

Частицы алюминия, обладая высокой теплопроводностью, способствовали более быстрому прогреву капель. Это интенсифицировало микро-взрывную фрагментацию капель. Процесс микро-взрывной фрагментации характеризовался формированием вторичных фрагментов, схожих с искрами. Зарегистрировано перемещение агломератов твердых частиц внутри капель. Это движение внутри капли создавало условия для дополнительного перемешивания слоев жидкости. В то же время, твердые частицы являлись центрами кипения, которые способствовали локальному перегреву и интенсивному выбросу вторичных фрагментов жидкости. Этим обусловлено сокращение времен задержки фрагментации и времен существования капель с частицами алюминия в составе.

Исследование выполнено при поддержке гранта РФФ 23-69-10006.

Литература

1. Chen B. Introducing metal oxide as solid oxygen carrier for energy release enhancement of boron suspension fuel / B. Chen, S. Shan, L. Du, J. Liu, Q. Yang // Fuel. – 2023. – Vol. 351. – P. 128919. – DOI: 10.1016/j.fuel.2023.128919.
2. Jaiswal R.L. Modeling for the study of thermophysical properties of metallic nanoparticles / R.L. Jaiswal, B.K. Pandey // SN Applied Sciences. – 2021. – Vol. 3. – P. 1–9. – DOI: 10.1007/s42452-021-04478-8..
3. Solomon Y. Dispersion of Boron Particles from a Burning Gel Droplet / Y. Solomon, D. Grinstein, B. Natan // Journal of Propulsion and Power. – 2018. – Vol. 34. – P. 1586–1596. – DOI: 10.2514/1.B36872.

**ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО ГАЗА ДЛЯ УСТАНОВОК МАЛОЙ
ГЕНЕРАЦИИ НА НЕФТЕ-ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛАХ**

Гареева К.А.

национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Попутный газ (ПГ) — это побочный продукт добычи нефти, который зачастую сжигается или выбрасывается в атмосферу, нанося вред экологии. Однако его использование в установках малой генерации открывает новые горизонты для нефтегазовых компаний, позволяя не только улучшить экономические показатели, но и снизить негативное воздействие на окружающую среду, а также обеспечить энергетическую независимость.

Проблема утилизации попутного газа.

На многих нефтегазовых месторождениях попутный газ не имеет достаточного спроса и часто сжигается в факелах. Этот процесс приводит к значительным выбросам углекислого газа и других загрязняющих веществ, что негативно сказывается на экологии. В условиях глобальных изменений климата и ужесточения экологических норм перед нефтегазовыми компаниями стоит задача эффективной утилизации попутного газа.

Преимущества использования попутного газа для генерации электроэнергии.

Снижение выбросов:

Использование попутного газа для генерации электроэнергии позволяет значительно сократить выбросы парниковых газов и других загрязняющих веществ. Это соответствует современным требованиям к устойчивому развитию и охране окружающей среды.

Энергонезависимость:

Установки малой генерации обеспечивают энергетическую независимость нефтегазовых компаний, особенно в удаленных и труднодоступных районах. Это позволяет снизить зависимость от внешних поставщиков электроэнергии и уменьшить риски, связанные с перебоями в энергоснабжении.

Экономическая эффективность:

Использование попутного газа позволяет значительно сократить затраты на электроэнергию, так как компании могут использовать свой собственный ресурс вместо покупки энергии у сторонних поставщиков. Это особенно актуально в условиях растущих цен на энергоносители.

Увеличение доходов:

Компании могут получать дополнительный доход от продажи избыточной электроэнергии, если она не используется на месте. Это создает дополнительные финансовые возможности для инвестиций в развитие технологий и инфраструктуры.

Технологические решения: современные технологии позволяют эффективно использовать попутный газ в установках малой генерации. К ним относятся:

- Газовые турбины: позволяют генерировать электроэнергию с высокой эффективностью даже при низких объемах газа.
- Двигатели внутреннего сгорания: могут быть адаптированы для работы на попутном газе и обеспечивают надежную генерацию электроэнергии.
- Гибридные системы: интеграция попутного газа с возобновляемыми источниками энергии, такими как солнечные и ветровые установки, повышает общую эффективность и надежность энергоснабжения.

Примеры успешного применения.

Мировой опыт показывает успешные примеры использования попутного газа для малой генерации. Например, в некоторых странах Ближнего Востока и Северной Америки нефтегазовые компании внедряют установки, которые используют попутный газ для обеспечения своих производственных нужд и продажи избыточной электроэнергии.

Использование попутного газа для установок малой генерации на нефтегазовых промыслах представляет собой перспективное направление, способствующее снижению негативного воздействия на окружающую среду, повышению экономической эффективности и обеспечению энергетической независимости. Внедрение современных технологий и интеграция с возобновляемыми источниками энергии открывают новые возможности для устойчивого развития нефтегазовой отрасли.

Для успешной реализации проектов по использованию попутного газа необходимо:

1. Разрабатывать и внедрять новые технологии, адаптированные для работы с попутным газом.
2. Создавать стимулы для инвестиций в проекты малой генерации.
3. Учитывать экологические аспекты при планировании и реализации проектов.
4. Проводить обучение и повышение квалификации специалистов в области использования попутного газа.

Недостатки и сложности в реализации:

1. Технические сложности. Необходимость в адаптации оборудования: Существующие установки могут потребовать значительных модификаций для эффективного использования попутного газа. Проблемы с качеством газа: Попутный газ может содержать примеси, что затрудняет его использование в генераторах без предварительной очистки. Непредсказуемость потока газа: Объем и состав попутного газа могут варьироваться, что затрудняет стабильную работу генераторов.

2. Экономические аспекты. Высокие первоначальные инвестиции: Установка нового оборудования и его интеграция может требовать значительных затрат. Низкая рентабельность: в условиях колебаний цен на энергоносители эффективность проекта может быть под вопросом. Необходимость в дополнительных расходах

на обслуживании: Обслуживание и эксплуатация установок малой генерации могут потребовать дополнительных ресурсов.

3. Экологические и регуляторные проблемы. Сложности с соблюдением норм: Необходимость соответствовать экологическим стандартам и требованиям законодательства может усложнить процесс. Воздействие на окружающую среду: хотя использование попутного газа может снизить выбросы, его сжигание все равно может вызывать загрязнение.

4. Социальные и организационные вопросы. Сопротивление со стороны работников: Перемены в технологии могут вызвать недовольство среди персонала, который, может быть, не готов к новым условиям работы. Проблемы с обучением и подготовкой кадров: Необходимость в квалифицированных специалистах для работы с новым оборудованием и технологиями.

5. Логистические трудности Доставка и распределение энергии: необходимо разработать эффективную инфраструктуру для распределения произведенной энергии, что может быть сложно в удаленных районах. Проблемы с доступом к месторождениям: В отдаленных или труднодоступных регионах могут возникнуть сложности с доставкой оборудования и материалов.

Подводя итоги, можно сказать: что использование попутного газа в установках малой генерации является не только экономически выгодным, но и экологически устойчивым решением для нефтегазовой отрасли.

Литература

1. Булатов В.И. Нефть и экология: научные приоритеты в изучении нефтегазового комплекса // Экология. Серия аналитических обзоров мировой литературы. – 2004. – № 72. – С. 1-155.
2. Брагинский О.Б. Современное состояние и тенденции развития мировой и отечественной нефтегазохимической промышленности // Открытый семинар. – М., 2014.
3. Буньковский Д.В. Промышленное предпринимательство в нефтепереработке и нефтегазохимии: проблемы и перспективы: дис. – диссертация на соискание ученой степени доктора экономических наук / Д.В. Буньковский. – М., 2022. – 353 с.

СИЛОВАЯ ЭЛЕКТРОНИКА В ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Григорьев М.А.

Научный руководитель ассистент В.Е. Рудник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Силовая электроника играет неоценимую роль в обеспечении эффективной и стабильной работы систем возобновляемой энергетики (ВИЭ), включая солнечные и ветряные электростанции. Данное оборудование позволяет преобразовывать, управлять и распределять электрическую энергию с минимальными потерями и максимально возможной эффективностью.

В последние десятилетия мировое сообщество активно стремится к замещению традиционных источников энергии (нефть, уголь, газ) на более экологичные — возобновляемые источники энергии, такие как солнечная и ветровая энергия. Так, в России на 2025 год совокупная установленная мощность объектов ВИЭ составляет 6,5 ГВт. На рисунке приведена динамика совокупной установленной мощности ВИЭ-генерации в России [5].



Рис. Динамика совокупной установленной мощности ВИЭ-генерации в России

Однако, несмотря на явные преимущества ВИЭ, их интеграция в существующие энергосистемы требует значительных технических усилий. Одним из которых, является использование силовой электроники для управления и оптимизации работы этих систем.

Принципы работы

Основное назначение силовой электроники в возобновляемой энергетике заключается в преобразовании и регулировании электрической энергии, получаемой от ВИЭ, чтобы сделать ее совместимой с требованиями энергосети. Для этого используются различные типы преобразователей, такие как инверторы, выпрямители и преобразователи частоты [1].

Инверторы

Солнечные электростанции (СЭС) состоят из солнечных панелей, которые при работе вырабатывают постоянный ток. Соответственно подключить их к общей энергосистеме напрямую не предоставляется возможным. Инверторы — это устройства, преобразующие постоянный ток в переменный, позволяющие справиться с данной проблемой. Инверторы также выполняют функцию отслеживания максимальной мощности солнечной панели (MPPT), что позволяет оптимизировать процесс выработки энергии в зависимости от изменений внешних условий, таких как интенсивность солнечного излучения.

Преобразователи частоты

Ветряные турбины, в отличие от солнечных панелей, генерируют переменный ток, но с разными частотами. В связи с этим, требуется использование преобразователей частоты для синхронизации с частотой сети. Эти устройства обеспечивают стабильную и бесперебойную подачу энергии в сеть.

Системы управления и мониторинга

Современные инверторы и преобразователи включают в себя сложные системы контроля и управления, которые отслеживают состояние работы установки, регулируют параметры энергии и помогают в предотвращении неисправностей. В контексте гибридных энергетических систем, где соединяются как традиционные источники, так и ВИЭ, силовая электроника помогает оптимизировать потоки энергии, направляя избыточную энергию от солнечных и ветряных установок в системы хранения, а также забирая необходимую энергию из аккумуляторов в моменты пиковых нагрузок [4].

Системы хранения энергии

Одним из важнейших аспектов интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистемы является использование систем хранения энергии (СХЭ), таких как аккумуляторные батареи. Силовая электроника играет важнейшую роль в этих системах, управляя процессами зарядки и разрядки, а также оптимизируя их работу.

В качестве примера можно рассмотреть литий-ионные батареи, которые широко применяются в современных СХЭ. Для эффективного использования таких батарей необходимы преобразователи постоянного тока, которые регулируют напряжение и ток, поступающий на батареи, а также вырабатываемую энергию перед подачей ее в сеть [6].

Предъявляемые требования к силовой электронике

Несмотря на все преимущества, силовая электроника в ВИЭ сталкивается с рядом проблем, которые необходимо решить для более эффективного применения технологий в будущем.

Нестабильность источников

Ветровые и солнечные установки генерируют переменную мощность, зависящую от погодных условий. Это создает проблемы для стабильности работы энергетической сети, поскольку требует быстрого регулирования мощности. Современные силовые преобразователи и инверторы должны иметь высокую скорость реакции на изменения в выходной мощности, чтобы избежать отключений и нарушений работы сети.

Надежность оборудования

Одним из факторов развития ВИЭ, безусловно, является увеличение надежности компонентов. На ранних стадиях развития компонентная база была ненадежной и мало изученной, в соответствии с этим вся система теряла позиции. Оборудование, используемое в силовой электронике для ВИЭ, часто работает в условиях высоких температур, влажности и механических нагрузок. Это ставит дополнительные требования к выбору материалов и конструкций, а также к разработке методов защиты от внешних воздействий. Также, при разработке объектов ВИЭ необходимо учитывать возможные будущие изменения инфраструктуры и топологии сети, поскольку это также повысит надежность системы в целом.

Перспективы развития

Системы на основе объектов ВИЭ развиваются с каждым годом. Так, в России в соответствии с федеральным законом «Об ограничении выбросов парниковых газов», а также Указом Президента РФ №145 от 28.02.2024 г. «О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации» одной из задач является переход к экологически чистому и ресурсо-ориентированному производству, в том числе и энергии. Соответственно с каждым годом будет наблюдаться увеличение объектов ВИЭ. В свою очередь, будущее силовой электроники в возобновляемой энергетике связано с несколькими важными направлениями [5].

Интеллектуальные системы управления и оптимизация работы сети

Важнейшей тенденцией является развитие «умных» сетей (smart grids), которые позволяют интегрировать большие объемы энергии от ВИЭ. Системы на основе искусственного интеллекта и машинного обучения будут способны прогнозировать потребление и выработку энергии, автоматически регулируя ее распределение и использование.

Снижение стоимости оборудования

Постоянные исследования в области материаловедения, а также масштабирование производства будут способствовать снижению стоимости силовой электроники. Это откроет новые возможности для более широкого применения ВИЭ.

Энергоэффективные преобразователи

Разработка новых высокоэффективных преобразователей с использованием широкозонных полупроводников (например, карбида кремния) позволит уменьшить потери энергии и повысить общую эффективность систем преобразования и хранения энергии [2].

Заключение.

Силовая электроника представляет собой ключевую технологию для эффективной и надежной работы возобновляемых энергетических установок. Ее роль в оптимизации, контроле и преобразовании энергии позволяет решать проблемы нестабильности и совместимости ВИЭ с традиционными энергосистемами. В будущем, с развитием технологий, силовая электроника будет играть еще более важную роль в создании устойчивых и эффективных энергосистем, что способствует успешной интеграции возобновляемых источников энергии в мировую энергетику.

Литература

1. Zhaodi S. Simultaneous Optimization of Renewable Energy and Energy Storage Capacity with the Hierarchical Control // CSEE Journal of Power and Energy Systems. – 2020. – Т. 8. – № 1. – С. 95-104
2. Голубев В.М. Энергетические системы с возобновляемыми источниками и их интеграция в сеть / В.М. Голубев, И.И. Дерябин. – М.: Энергия, 2018. – 400 с.
3. Ковалев В.А. Электроника и управление в возобновляемых источниках энергии / В.А. Ковалев. – М.: Академия, 2017. – 365 с.
4. Юрьев В.П. Силовая электроника в системах управления возобновляемыми источниками энергии: теория и практика / В.П. Юрьев, Е.Н. Шилова. – М.: Техносфера, 2019. – 290 с.
5. Ассоциация развития возобновляемой энергетики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://reda.ru>
6. MPS | Monolithic Power Systems [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.monolithicpower.com/en/learning/mpscholar/power-electronics/power-electronic-applications/renewable-energy-systems?srltid=AfmBOoqRxnZ-eF_tmfhVAqCMOomE9Ydlhh-tv4dTWoldWZfYyJPa5lu8.
7. Power Electronics News [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.powerelectronicsnews.com/the-future-of-power-electronics-in-renewable-energy/>

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕНЕТИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА ДЛЯ АДАПТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ИНЕРЦИЕЙ В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ ВИРТУАЛЬНОГО синхронного генератора **Гусаров И.Н.**

Научный руководитель: А.Б. Аскаров, к.т.н., ОЭЭ ИШЭ ТПУ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

Традиционно источники возобновляемой энергии (ВИЭ) функционируют в режиме максимальной выдачи активной мощности в электрическую сеть. Подобная стратегия управления предполагает зависимый (ведомый) режим работы ВИЭ по отношению к сети, что ограничивает их способность участвовать в регулировании напряжения и частоты [1]. Снижение доли традиционных генерирующих установок, которые активно участвуют в поддержании частоты, приводит к ухудшению инерционного отклика энергосистемы, а также к сокращению резервов активной и реактивной мощности. Это негативно сказывается на общей устойчивости сети.

Таким образом, одной из приоритетных задач в современной электроэнергетике является создание новых алгоритмов управления для систем автоматического управления (САУ) инверторов, используемых совместно с ВИЭ. Такие алгоритмы должны обеспечивать регулирование мощности, напряжения и частоты, а также предполагать переход от зависимого режима работы к независимому (ведущему). Многие научные коллективы [2–4] активно изучают данное направление, рассматривая концепцию виртуального синхронного генератора (ВСГ) как одно из наиболее перспективных решений для указанных задач.

Концепция ВСГ для инверторов ВИЭ

Суть концепции ВСГ заключается в моделировании характеристик и свойств реальной синхронной машины путем применения соответствующих математических моделей и аппаратных решений в САУ инвертора. Это позволяет значительно повысить эффективность интеграции ВИЭ в электрические сети, а также увеличить их надежность как в нормальных, так и в аварийных условиях. Поскольку параметры алгоритма ВСГ не привязаны к конкретным характеристикам синхронной машины, это открывает широкие возможности для оптимизации управления силовыми преобразователями в различных конфигурациях и режимах. Одним из направлений совершенствования САУ ВСГ является использование адаптивных алгоритмов виртуальной инерции. Например, в работе [4] предложен метод динамического изменения момента инерции в реальном времени с использованием двухпозиционного управления. В другом исследовании [5] авторы анализируют нелинейные изменения виртуальной инерции в зависимости от колебаний частоты сети.

Использование адаптивного изменения инерции при работе с алгоритмом ВСГ

Один из популярных алгоритмов изменения постоянной инерции представлен на рис. 1 и таблицей.

Таблица

Характер изменения постоянной инерции при изменении частоты

Интервал	$d\omega/dt$	$\Delta\omega$	$\Delta\omega \cdot d\omega/dt$	Характер T_f
1,5	>0	>0	>0	Увеличить
2,6	<0	>0	<0	Уменьшить
3,7	<0	<0	>0	Увеличить
4,8	>0	<0	<0	Уменьшить

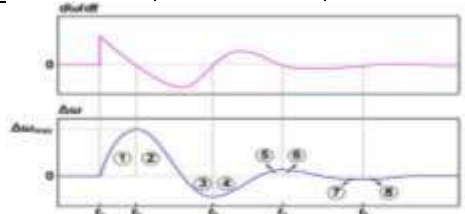


Рис. 1. Процесс изменения частоты при переходном процессе

Предложенный метод широко используется в двухпозиционном управлении и подробно описан в работе [6]. Тем не менее, дискретное управление виртуальной постоянной инерции имеет свои ограничения, среди которых выделяется применение зоны нечувствительности. Чтобы минимизировать частоту переключений в установившемся режиме, в данный алгоритм также вводится задержка для управляющих сигналов. Однако при резких изменениях частоты такая задержка может привести к недостаточной реакции алгоритма в критические моменты, что может вызвать превышение предельно допустимого значения частоты, установленного стандартами и другими нормативными документами.

Генетический алгоритм в управлении инерцией ВСГ

Основная идея генетического алгоритма «подсмотрена» у систем живой природы, т. е. у систем, эволюция которых разворачивается в сложных системах достаточно быстро. Генетический алгоритм (ГА) – это эвристический алгоритм поиска решения и задач оптимизации, основанный на случайном подборе, комбинировании и вариации искоемых параметров с использованием механизмов, аналогичных естественному отбору в природе. Решение в задачах с помощью ГА формируется в виде вектора генов – «генотипа», где каждая хромосома может являться числом, строкой, битовой переменной или любым другим объектом. ГА представляет из себя цикл, продемонстрированный на рис. 2.

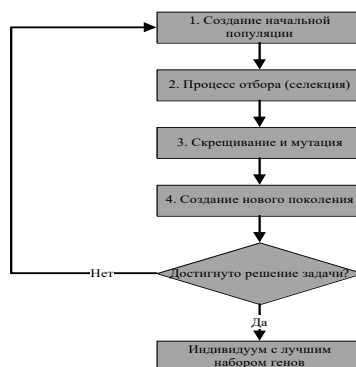


Рис. 2. Цикл Генетического Алгоритма.

Изначально создается популяция, состоящая из экземпляров со случайным набором генов. Далее каждый экземпляр при помощи функции приспособленности оценивается, на сколько его генотип решает поставленную задачу. Лучшие экземпляры сохраняются и передают свой «генетический материал» дальше, создавая новые поколения. Данный процесс является итеративным и условия выхода из цикла могут быть: нахождение глобального решения, ограничения по числу поколений или времени.

Скрещивание и мутации в данном алгоритме выполняют следующие задачи. Процесс скрещивания двух экземпляров ускоряет процесс нахождения глобального решения, а процесс мутации позволяет данному алгоритму выходить из локальных решений.

В данной работе исследуется использование ГА при решении вопроса адаптивного изменения инерции ВСГ. В начале исследования необходимо было определить «окружающую среду» работы ГА и его «агента». В качестве «окружающей среды» ГА используется модель ВСГ, разработанная в программном комплексе PSCAD [7], а в качестве «агента», который взаимодействует с «окружающей средой», выступает момент инерции ВСГ. Набором хромосом одного экземпляра является набор значений момента инерции, сгенерированных случайным образом, а функцией отбора или функцией приспособленности является интегральная оценка качества, формируемая «окружающей средой».

Вывод

В ходе расчета 40 поколений ГА были получены следующие результаты: лучший набор «хромосом» обладает интегральной оценкой качества в 0,0055 о.е., что хуже предыдущего исследования с нейронным алгоритмом [8]. Также сама задача получения идеального набора хромосом в виде значений момента инерции на практике не приведет к решению эффективного адаптивного управления ВСГ. Данный набор генов будет регулировать только один переходный процесс. В случае если переходный процесс по частоте в сети будет отличаться, то ГА будет не способен корректно реагировать.

Одна из отличительных особенностей при формировании задачи для ГА заключается в том, что результат работы должен быть в виде вектора. В связи с этим набор значений моментов инерции для моментов времени становится неудобным для процесса мутации и процесса скрещивания, так как сильного влияния они не оказывают. Исходя из этого, развитие данной темы исследований будет строиться только на использовании ГА как метода обучения нейроконтроллера.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 24-29-00004.

Литература

1. Аскаров А.Б., Суворов А.А., Андреев М.Ю., Гусев А.С. Вопрос о современных принципах управления возобновляемыми источниками энергии на основе виртуального синхронного генератора // Вестник ПНИПУ–2022.– № 41. – С. 5–30.
2. Chen J. et al. Adaptive virtual synchronous generator considering converter and storage capacity limits // CSEE Journal of Power and Energy Systems. – 2020. – Т. 8. – № 2. – С. 580-590.
3. Wang H. et al. Artificial neural network-based virtual synchronous generator dual droop control for microgrid systems // Computers and Electrical Engineering. – 2023. – Т. 111. – С. 108930.
4. D'Arco S., Suul J. A., Fosso O. B. A Virtual Synchronous Machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids // Electric Power Systems Research. – 2015. – Т. 122. – С. 180-197.
5. Суворов А.А., Аскаров А.Б., Рубан Н.Ю., Бай Ю.Д. Адаптивный алгоритм управления на основе виртуального синхронного генератора. Часть 2 // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2024. – № 2. – С. 93-116.
6. Zhong Q. C., Weiss G. Static synchronous generators for distributed generation and renewable energy // 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition. – IEEE, 2009. – С. 1.
7. Суворов А.А., Аскаров А.Б., Рудник В.Е. Алгоритм управления системой накопления электроэнергии на основе виртуального синхронного генератора // Материалы 96-го заседания Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко. – Иркутск: Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 2024. – С. 254-263.
8. Гусаров И.Н. Использование нейронных сетей в алгоритме адаптивного управления инерцией системы управления силовыми преобразователями на основе виртуального синхронного генератора // Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности: материалы VIII Междунар. науч.-техн. конф. – Чуваш. гос. ун-т им. И.Н. Ульянова. – Чебоксары, 2024. – С. 295-300.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Дементьев Р.А.

Научный руководитель доцент Рубан Н.Ю.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях стремительного развития энергетических систем и повышения требований к их надежности, контроль состояния контактных соединений электроустановок становится одной из ключевых задач в обеспечении бесперебойной работы оборудования. Контактные соединения, являясь важным элементом электрических цепей, подвержены различным негативным воздействиям, таким как перегрев, коррозия, механический износ и ослабление контакта. Эти факторы могут привести к аварийным ситуациям, выходу из строя оборудования и значительным экономическим потерям [3].

Современные методы диагностики и контроля состояния контактных соединений позволяют своевременно выявлять потенциальные проблемы, предотвращать аварии и оптимизировать процессы технического обслуживания. Среди таких методов можно выделить тепловизионный контроль, использование датчиков температуры, необратимых термоиндикаторов, а также систем мониторинга на основе искусственного интеллекта и интернета вещей (IoT). Эти технологии не только повышают точность диагностики, но и позволяют перейти от планово-предупредительного обслуживания к прогнозной модели, что значительно снижает эксплуатационные затраты.

В данной статье рассмотрены основные современные методы контроля состояния контактных соединений, их преимущества и ограничения, а также перспективы развития в условиях цифровизации энергетической отрасли.

По статистике более половины аварий, происходящих на подстанциях 0,4-35 кВ, возникают из-за перегрева контактных соединений. Основными причинами такого перегрева являются окисление контактов, ослабление контактных соединений, а также ошибки монтажа. Очевидно, что для своевременного выявления потенциальных мест возникновения локального перегрева контактов необходимо осуществлять периодический контроль их состояния. На многих предприятиях решение этой задачи ограничивается визуальным осмотром без отключения оборудования, а также выборочным пирометрическим и тепловизионным контролем в рамках выполнении требований нормативной документации.

Приведённые методы диагностики имеют следующие очевидные недостатки:

- субъективность оценки контролирующего;

- значительные временные промежутки между осмотрами и тепловизионными обследованиями;
- трудоёмкость и сложность организации процесса.

Одним из способов преодоления указанных недостатков при осуществлении контроля состояния кантатных соединений, является применение таких современных средств диагностики, как: тепловизионные реле, специализированные температурные датчики, необратимые термоиндикаторы. В качестве примера доступных на российском рынке устройств температурной диагностики можно привести тепловизионное реле защиты «Кактус», представленного на рисунке 1, а также температурный датчик «Мелисса», представленного на рис. 2. Оба устройства производятся компанией ООО НПП «Микропроцессорные технологии», г. Новосибирск.



Рис. 1. Тепловизионное реле защиты «Кактус»



Рис. 2. Температурный датчик «Мелисса»

Чувствительным элементом КАКТУСа является тепловизионная матрица, позволяющая осуществлять непрерывный контроль температуры прямоугольного участка плоскости и автоматически выявлять недопустимый перегрев контактных соединений [5]. Данный принцип позволяет контролировать значительные участки контактных соединений. Установка реле позволяет обеспечить постоянный контроль температурных режимов ответственного оборудования.

Датчики «Мелиссы» устанавливаются непосредственно на проводник, не требуют внешнего источника энергии, измеряют температуру объекта наблюдения в постоянном режиме без участия персонала. Функционал устройства позволяет определить наиболее слабые узлы электроустановки до возникновения недопустимого перегрева, и, как следствие, избежать аварийных ситуаций [6].

Также, весьма эффективным способом контроля температуры контактных соединений является использование необратимых термоиндикаторов. Конструктивно термоиндикаторы представляют собой гибкую самоклеящуюся пластину из полимерного материала с нанесенным в центральной части термочувствительным материалом различной формы [7]. Внешний вид одно- и многотемпературных индикаторов представлен на рис. 3.

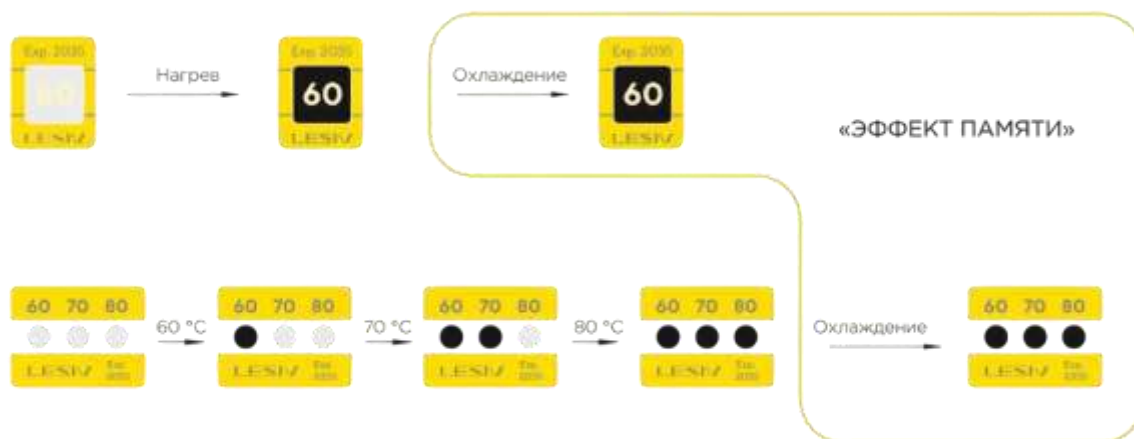


Рис. 3. Термоиндикаторы L-MARK производства ООО «ТермоЭлектрика», г. Москва

Принцип их работы основан на физических или химических процессах, которые активируются при достижении определенной температуры. Применение подобных решений позволяет своевременно выявлять дефекты контактов и контактных соединений за счёт непрерывного контроля температуры и необратимой регистрации факта превышения заданных температур, а также проводить оценку состояния контактов и контактных соединений оперативным и оперативно-ремонтным персоналом при осмотре, техническом обслуживании и ремонте электрооборудования.

Очевидно, что современные методы контроля состояния контактных соединений электроустановок представляют собой важный инструмент для обеспечения надежности и безопасности энергосистем. Внедрение инновационных технологий позволяет своевременно выявлять дефекты и предотвращать аварийные ситуации. Эти методы обеспечивают высокую точность диагностики, снижают эксплуатационные затраты и минимизируют риски, связанные с перегревом и разрушением контактных соединений.

Однако, несмотря на значительные достижения в данной области, остается необходимость дальнейшего развития и адаптации методов контроля к различным условиям эксплуатации, а также интеграции их в единые системы управления энергообъектами. В перспективе это позволит повысить эффективность обслуживания электроустановок и обеспечить их долговечную и бесперебойную работу в условиях возрастающих нагрузок и требований к энергетическим системам.

Литература

1. Гвоздев Д.Б., Иванов Р.В., Севастьянов А.В., Болонов В.О. Об организации теплового контроля контактных соединений электрооборудования 0,4–10 кВ в ПАО «Россети Московский регион» // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2024. – № 2(83). С. 96–104.
2. Гвоздев Д.Б., Иванов Р.В., Севастьянов А.В., Болонов В.О. Об организации теплового контроля контактных соединений электрооборудования 0,4–10 кВ в ПАО «Россети Московский регион» // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2024. – № 2(83). С. 96–104.
3. Сливко Д.П., Тищенко С.Е., Опыт применения необратимых термоиндикаторов для контроля состояния контактных соединений электроустановок // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. – 2025. – № 1(88). С. 126–128.
4. Львов М.Ю., Львов Ю.Н., Новиков Н.Л., Лесив А.В., Серебрянников Е.Е. Контроль состояния контактов и контактных соединений при эксплуатации электроустановок распределительных электрических сетей // Энергия единой сети. – 2024. – № 2(73). С. 12–25.
5. КАКТУС – тепловизионное реле защиты. – URL: <https://i-mt.net/kaktus-teplovizionnoe-rele-zashhity/> (дата обращения 28.02.2025).
6. Контроль нагрева контактных соединений токоведущих частей Мелисса. – URL: <https://i-mt.net/melissa/> (дата обращения 28.02.2025).
7. Термоиндикаторы. Принцип работы. – URL: <https://thermoelectrica.com/how-indikator-works> (дата обращения 28.02.2025).

УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Ефременко Ж.В., Васильев И.Д., Ковалев А.П.

Научный руководитель: А.Б. Аскаров, к.т.н., ОЭЭ ИШЭ ТПУ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современное нефтегазовое предприятие представляет собой сложный технологический комплекс, требующий надежной, эффективной и безопасной работы множества механизмов и установок. Механизированная добыча нефти предусматривает насосное выкачивание продукта из скважины или его вытеснение путем применения газлифтного метода. Функционирование технологического процесса добычи нефти и газа обеспечивается посредством электропривода.

Так, для работы скважинных штанговых насосных установок, которые эксплуатируются на 70 % существующих нефтегазодобывающих объектах Российской Федерации, используются станки-качалки. Они, в свою очередь, получают механическую энергию с вала электродвигателя. Винтовые штанговые насосные установки присоединены через редуктор (механическую трансмиссию) к электродвигателю, приводящему их в движение. Добыча нефти также возможна погружными насосами, работающими при помощи двигателей.

Для компримирования газа, подаваемого для газлифтного метода добычи нефти, сооружается компрессорная станция, которая должна быть оборудована электроприводом компрессоров.

По технологическим причинам на нефтегазовом месторождении может применяться заводнение пластов, для чего также используются насосы.

На предприятиях добычи электропривод также необходим для вибросит и сепараторов, систем поддержания пластового давления и перекачки нефти, систем ее первичной очистки. Он применяется в различных насосных станциях – канализационных, станциях перекачки нефтешлама, подачи химреагентов и т. п.

В состав объектов транспортировки нефтепродуктов входят магистральные и подпорные насосные, резервуарные парки, узлы по учету нефти и регулированию давления, а также технологические трубопроводы. Электродвигатели в данном сегменте используются для привода магистральных насосов и компрессоров, подпорных и дожимных насосов и компрессоров, привода насосов перекачки нефтепродуктов, обслуживающих резервуарный парк и технологические трубопроводы.

На нефтеперерабатывающих и химических заводах электродвигатели необходимы для работы центробежных и винтовых нефтяных насосов, химических и водяных насосов, компрессоров, нагнетателей, вентиляторов и аппаратов воздушного охлаждения.

Частую предприятия нефтедобычи располагаются в труднодоступных районах технологически изолированных энергосистем. Обеспечивать централизованное электроснабжение в таких случаях невыгодно или технически невозможно, поэтому проектируются автономные системы снабжения с устройствами генерации на базе газа (сжигается попутный нефтяной газ), дизельного топлива, а также возобновляемых источников энергии.

При малой мощности источников генерации в такой системе появляется проблема обеспечения качества электрической энергии, поддержание которого является важнейшей задачей системы электроснабжения нефтегазовых предприятий из-за недопустимости нарушения режимов работы отдельных электроприемников.

Один из основных параметров качества электрической энергии – отклонение напряжения в узле сети. Как известно, прямой пуск асинхронных электродвигателей сопровождается высоким пусковым током, значение которого превышает номинальный ток двигателя в 6–8 раз, а мгновенное значение может быть в 20 раз больше номинала из-за остаточной намагниченности. При небольшой мощности источников питания высокий пусковой ток может оказать существенное влияние на систему электроснабжения – стать причиной значительного отклонения напряжения в меньшую сторону – просадки напряжения, что требует принятия дополнительных технических мер. Такими мерами, в том числе, являются иные методы пуска двигателей.

В случае если статорные обмотки трехфазного двигателя соединены в «треугольник», может применяться пуск по схеме звезда-треугольник. При таком способе в момент включения обмотки подключены в звезду, а по истечении времени подключение меняется на «треугольник». Такое мероприятие позволяет снизить пусковой ток (и крутящий момент) в «звезде» в 3 раза по сравнению с соединением в «треугольник». Однако данный способ не лишен недостатков – при пуске насосов в момент выравнивания крутящего момента при соединении обмоток в «звезду» и момента нагрузки скорость вращения двигателя уже достигает 80–85 %. Поэтому при смене видов соединения обмоток для достижения номинальной скорости могут возникнуть большие пиковые переходные токи.

Помимо этого, при прямом пуске и пуске по схеме звезда-треугольник единственным вариантом останова двигателя является прямой останов, что зачастую приводит к гидроударам и скачкам давления в насосных системах.

Привод с регулируемой частотой/скоростью вращения (преобразователь частоты) используется в системах электропривода для пуска, останова и управления режимами работы двигателей. Преобразователь состоит из выпрямителя и инвертора, регулирующего скорость вращения двигателя путем изменения частоты на выходе от 0 до 250 Гц. Пуск выполняется постепенным ростом частоты питания двигателя, что позволяет достичь номинального крутящего момента и тока в любой момент времени.

Такой привод используется в установках, где необходимо непрерывное регулирование скорости вращения по технологическим причинам. Однако его применение только для нужд плавного пуска и плавного останова экономически невыгодно.

Оптимальным решением проблемы, связанной с провалами напряжения в сети небольшой мощности, является применение устройств плавного пуска (рис. а). Поэтому, согласно [1], высоковольтные двигатели мощностью 200 кВт (6 кВ), 400 кВт (10 кВ) и более должны быть оснащены устройствами плавного пуска.

Их работа основана на принципе фазового регулирования – встречно-направленные тиристоры в каждой фазе открываются и закрываются по команде контроллера, пропуская только часть синусоиды в каждом полупериоде.

При выполнении плавного пуска сигнал пуска отправляется на тиристоры таким образом, чтобы проходила только последняя часть каждого полупериода синусоидального напряжения. Во время пуска сигнал пуска отправляется все раньше и раньше, позволяя все большей части напряжения проходить через тиристоры. При наборе номинальной частоты сигнал пуска отправляется точно после прохождения нуля, после чего проходит 100 % напряжения. Устройство плавного пуска не изменяет частоту сети, а вместо этого оно наращивает напряжение, которое подается на двигатель (рис. б). Вместе со снижением напряжения во время пуска уменьшаются ток и крутящий момент, который пропорционален квадрату напряжения.

Устройство работает и в обратном направлении, осуществляя плавный останов за счет плавного снижения напряжения питания.

Регулирование ускорения двигателя осуществляется по линейной или S-образной характеристикам. В то же время во многих моделях устройств возможно настраивать время нарастания напряжения (наклон линейной характеристики), время снижения напряжения, начальное напряжение (в % от номинала), ограничение тока.

Отдельной функцией устройств плавного пуска является регулирование крутящего момента, что позволяет избежать гидроудара при останове насосов. Так как линейное изменение напряжения не обеспечивает линейное изменение ускоряющего момента, то в устройствах плавного пуска применяется петля регулирования момента. В ней измеренный ток и напряжение используются для вычисления фактического крутящего момента, который затем сравнивается с уставкой момента. По вычисленному отклонению моментов задается уставка регулирования напряжения, подобранная таким образом, чтобы в конце регулирования моменты сравнялись.

Рынок устройств плавного пуска представлен множеством производителей – как зарубежных, так и отечественных, а также большим разнообразием моделей для двигателей разной мощности и конфигурации. Среди наиболее популярных производителей стоит выделить Danfoss, Schneider Electric, а также «Чебоксарский электроаппаратный завод» и научно-производственное предприятие «ЭКРА».

Устройства плавного пуска позволяют снизить пусковой ток электродвигателей, что повышает надежность работы систем электроснабжения малой мощности.

Помимо положительного влияния на систему снабжения, частотно-регулируемые приводы и устройства плавного пуска продлевают срок службы отдельных механизмов или оборудования. Так, при плавном пуске устраняются проблемы проскальзывания ремней, сильного износа подшипников и редукторов, снижаются механические пусковые нагрузки на оборудование в целом, что увеличивает срок его службы и сокращает объемы обслуживания и ремонтов. Плавный останов позволяет защитить трубопроводные системы от скачков давления и гидроударов.

Вывод: В докладе уделено внимание проблеме маломощных систем электроснабжения предприятий нефтегазовой промышленности – просадкам напряжения. Рассмотрены способы решения данной проблемы,

а именно – применение устройств плавного пуска электродвигателей. Описан принцип их работы и преимущества применения.

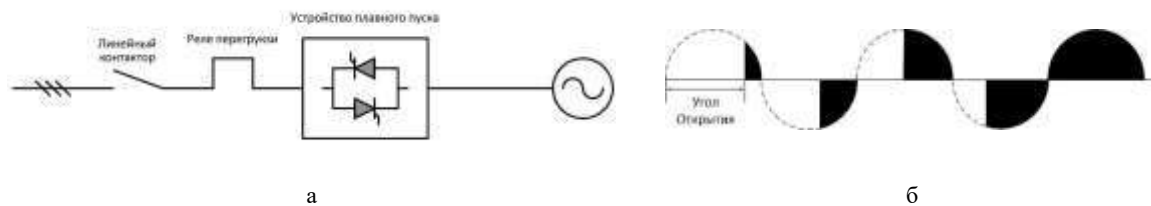


Рис. Схема подключения устройства плавного пуска (а) и напряжение в фазе двигателя при его запуске устройством плавного пуска (б)

Литература

1. ГОСТ Р 58367-2019. Обустройство месторождений нефти на суше.

ПРИМЕНЕНИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Ефременко Ж.В.

Научный руководитель: А.Б. Аскаров, к.т.н., ОЭЭ ИШЭ ТПУ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

По мере развития нефтегазовой отрасли предприятия по добыче нефти и газа все более часто располагаются в изолированных районах на севере и востоке Российской Федерации. Проложить линии связи с энергосистемой бывает затруднительно или экономически невыгодно. Объекты нефтегазовой отрасли, чье потребление может достигать десятков мегаватт, в таких случаях могут не получать электропитание от централизованной системы электроснабжения.

Поэтому существует проблема обеспечения энергоснабжения таких потребителей, в том числе актуальны задачи поддержания бесперебойности электроснабжения и качества электрической энергии.

Согласно современной концепции, наибольший объем электроэнергии должен вырабатываться на месте добычи. Одним из типовых решений является формирование микросети, представляющей собой несколько источников генерации, включая нетрадиционные источники, электропередачи, электроприемники, а иногда и накопители электрической энергии.

В качестве основных топлив для выработки электроэнергии применяются дизель, нефть, природный газ. Согласно [1], утилизация попутного нефтяного газа на нефтегазовых месторождениях должна достигать 95 %, в противном случае экологические инстанции не согласуют проект обустройства месторождения. С учетом того, что затраты на доставку дизеля к предприятию зачастую высоки, а сжигать нефть экономически невыгодно, наиболее рациональным вариантом является использование попутного газа. Однако коэффициент полезного действия процесса, в результате которого электрогенератору передается механическая энергия, достигает всего 30–35 %. Поэтому целесообразно проектирование системы снабжения с дополнительными источниками.

Значительное количество научных работ обосновывают совместное использование газовой и ветряной генерации с возможностью аккумуляции электрической энергии как наиболее эффективное из существующих комбинаций углеродных и возобновляемых источников.

Настоящим требованиям к снабжению объектов нефтегазовой промышленности наиболее полно удовлетворяет четвертый тип ветроэнергетических установок. Так, установки добычи нефти весьма чувствительны к несоответствию параметров качества электроэнергии установленным нормам; кратковременные провалы напряжения длительностью 0,15 с могут явиться следствием нарушения технологического процесса добычи нефти вследствие останова насосов [2].

Ветроэнергетическая установка четвертого типа (рис.) представляет собой ветрогенератор, соединенный с электрической сетью через силовой преобразователь, рассчитанный на номинальную электрическую мощность генератора. За счет использования передовых технологических решений установки данного типа изготавливаются в мегаваттном классе, что важно для энергоемких нефтегазовых предприятий.

Описанное требование к соблюдению качества электроэнергии выполняется за счет наличия силового преобразователя, способного формировать на выходе инвертора трехфазный ток требуемой частоты и поддерживать уровень напряжения с учетом заданных ограничений.

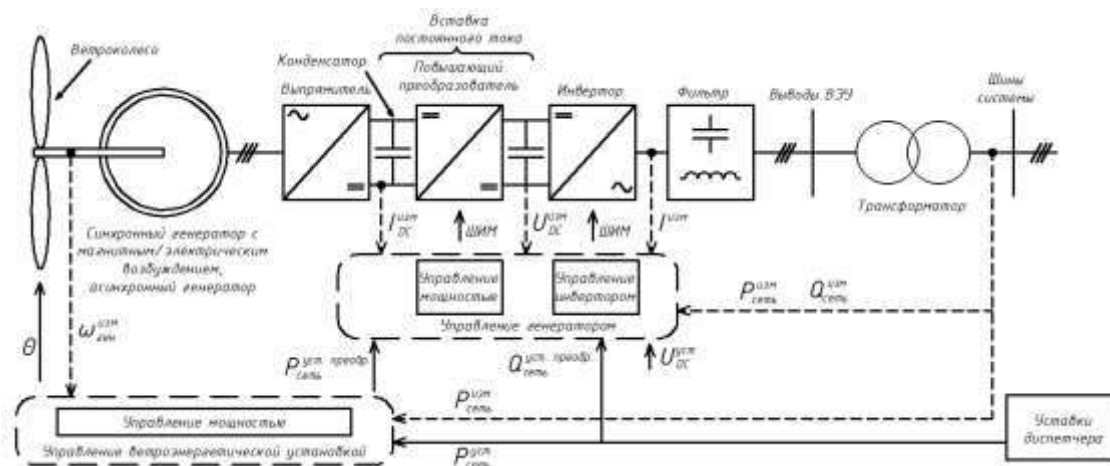


Рис. Ветроэнергетическая установка четвертого типа и её система управления

Типовой силовой преобразователь для ветроустановки четвертого типа состоит из выпрямителя, цепи постоянного тока и инвертора. Выпрямитель может представлять собой диодную мостовую схему, которая изменяет род тока от ветрогенератора. После выпрямления осуществляется преобразование величины напряжения при помощи повышающего преобразователя постоянного тока. Конденсаторы, располагаемые в цепи постоянного тока, необходимы для сглаживания выпрямленного напряжения. В инверторе выпрямленный и сглаженный ток преобразуется в синусоидальный. Инвертор состоит из полевых транзисторов (для генераторов малой мощности) или биполярных транзисторов с изолированным затвором (для генераторов большой мощности), управляемых контроллером с помощью широтно-импульсного модулятора. Сущность инвертирования заключается в том, что транзисторы открываются и закрываются по команде контроллера с высокой частотой, формируя токовые импульсы различной ширины. Эта ширина достигает минимальных значений в пиковой зоне модулируемой синусоиды и максимальных – в зонах прохождения через нуль. В емкостно-индуктивном фильтре, устанавливаемом после инвертора, импульсный ток сглаживается и превращается в синусоиду.

В настоящее время в ветроэнергетических установках четвертого типа применяются несколько топологий силовых преобразователей. Двухуровневый силовой преобразователь с встречным включением транзисторов и управлением от широтно-импульсного модулятора отличается простотой и надежностью, но не могут обеспечить выдачу большой мощности.

Благодаря разработкам в ветроэнергетике с каждым годом повышается единичная мощность проектируемых и внедряемых ветроустановок, что требует применения более мощных силовых преобразователей – многоуровневых. Как правило, они подразделяются на три категории: преобразователи с фиксированной нейтралью, с плавающим конденсатором и преобразователи каскадного типа. Такие топологии используются в установках четвертого типа с установленной мощностью от 3 до 10 МВт.

В любом режиме работы ветроэнергетической установки на её функциональные элементы воздействует система автоматического управления, представляющая собой совокупность датчиков, следящих за изменением контролируемой величины, контроллеров с заданными уставками и органов управления. Управление позволяет обеспечивать экономичную и эффективную работу с достижением требуемого качества отдаваемой электрической энергии при скорости ветра ниже пороговой, а также исключать аварийные ситуации при значительных скоростях ветра.

Система автоматического управления режимами работы ветроэнергетической установки в общем случае состоит из двух подсистем:

- подсистемы автоматического управления и контроля механических параметров;
- подсистемы автоматического управления и контроля электрических параметров.

К основным задачам подсистемы управления механических параметров относятся:

- ориентирование ветроустановки относительно направления воздушного потока.

Блок ориентирования в системе активного управления положения гондолы выполняет функцию сравнения двух сигналов, определяющих положение ветроколеса и действительное направление ветра. Особенности данного блока являются: независимость от случайных флуктуаций направления ветра и поворот колеса на ветер по кратчайшему пути;

- обеспечение надежного пуска и эффективного торможения ветрогенератора;
- управление углом конусности лопастей ветрогенератора.

В силу того, что профили скоростей ветра отличаются на различных высотах, силы давления на лопасти, проходящие различные положения ометаемой поверхности не одинаковы. Поэтому для установок с большими ветроколесами необходимо регулирование угла конусности, поскольку его изменение является наиболее эффективной мерой выравнивания напряжения на лопасти, находящиеся на различных высотах;

- перевод лопастей во флюгерное положение при скоростях ветрового потока выше максимальной.

Три вышеперечисленных функций реализуются системой управления углом установки лопасти, которая может представлять собой замкнутый контур управления углом тангажа (углом атаки), частоты вращения или мощностью. В первом случае целью регулирования является достижение значения заданного коэффициента

быстроходности. При регулировании по частоте угол атаки лопастей меняется до тех пор, пока не достигается заданная частота вращения ветрогенератора. В последнем случае регулирование осуществляется до значения заданной мощности;

- контроль угловой скорости вращения ветрогенератора.

Система контроля угловой скорости включает в себя систему управления углом атаки лопастей и может быть выполнена по реагированию на скорость ветрового потока или на крутящий момент. В обоих случаях (возможно и совместное применение этих параметров) регулирование опирается на достижение заданной быстроходности;

- контроль состояния лопастей для своевременного выявления их деформации и разрушения;
- аварийное отключение и торможение ВЭУ в случае неисправности механической части.

Подсистема управления электрических параметров должна решать следующие основные задачи:

- регулировать и контролировать параметры электрических цепей ВЭУ;
- обеспечивать изменение параметров электрического возбуждения;
- поддерживать качество вырабатываемой электроэнергии;
- контролировать температуру электрического генератора с целью недопущения перегруза;
- обеспечивать защиту для предотвращения неустойчивой работы и аварии, а также отключать ВЭУ

при неисправности электрической части.

Вывод: В докладе исследована возможность использования ветроэнергетических установок для автономного электроснабжения объектов нефтегазовой промышленности. Рассмотрена поэлементно структура наиболее оптимального для применения в нефтегазовой отрасли типа установок, а также система автоматического управления режимами работы.

Литература

1. Постановление Правительства РФ от 8 ноября 2012 г. N 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа».
2. ГОСТ Р. 54418.27. 1-2019 (МЭК 61400-27-1: 2015) Возобновляемая энергетика // Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Часть. – С. 27-1.

ТЕРМИЧЕСКОЕ ОКИСЛЕНИЕ ВОДОУГОЛЬНЫХ КОМПОЗИЦИОННЫХ ТОПЛИВ С ДОБАВКАМИ РАСТИТЕЛЬНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Карташова К.А., Дорохов В.В.

Научный руководитель доцент К.Ю. Вершинина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Уголь является одним из ключевых ископаемых источников энергии, используемым для производства тепловой и электрической энергии [1, 2]. В процессе добычи и переработки угля возникает ряд экологических и экономических проблем. Существует опасность возникновения энергетического кризиса, который может привести к резкому увеличению стоимости получаемой энергии и возможной остановке и/или полному прекращению работы большинства предприятий тяжелой промышленности [3]. Помимо этого, при использовании угля как источника энергии наблюдаются также и экологические проблемы, в частности, высокая концентрация антропогенных выбросов, загрязнение окружающей среды отходами углеобогащения и изменение природного ландшафта [4]. Одним из вариантов решения вышеизложенных проблем является расширение сырьевой базы энергетического сектора за счет использования композиционных топлив на основе угля и различных добавок из числа низкосортного топлива и отходов, например осадка сточных вод, угольные и нефтяные шламы, отходы деревоперерабатывающей и других секторов промышленности. В связи с этим, целесообразно проведение исследования характеристик термического окисления топливных композиций на основе угля с добавками растительного происхождения, таких как древесные опилки, дистиллированное талловое масло и кулинарное масло.

Для определения стадий и характеристик термического окисления композиционных топлив использовался термогравиметрический анализатор METTLER-TOLEDO TGA/DSC 3+, подключенный к персональному компьютеру с программным обеспечением «STARe» (рис. 1). Масса образца топлива, помещенного в алюминиевый тигель, составляла 40 мг. В качестве высокотемпературной окислительной среды был выбран воздух с постоянным расходом 60 мл/мин, при этом температура повышалась от 25 до 1100 °C со скоростью 20 °C/мин. Системная погрешность температурных измерений не превышала $\pm 0,5$ °C, а для массы – 5 мкг.

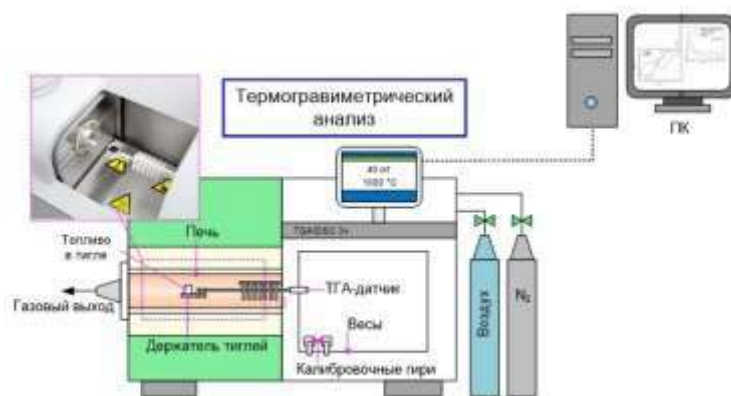


Рис. 1. Схема экспериментального стенда

На рисунке 2 показаны термогравиметрические (рис. 2, а) и дифференциальные термогравиметрические (рис. 2, б) кривые для исследуемых композиционных топлив. На этих кривых можно выделить три основных стадии: 1) дегидратация образца топлива (первая стадия); 2) выделения и горение газообразных и парообразных продуктов разложения топлива (вторая стадия); 3) разложение твердого остатка кокса (третья стадия). Максимальной скоростью потери массы в ходе 1-ой стадии характеризуется водоугольное топливо без добавок, для которого пик DTG-кривой на данном этапе достигает 28,50 %/мин при температуре 137 °С. Использование опилок и масел приводит к снижению скорости испарения влаги на данном этапе. Опилки являются гидрофильным компонентом, впитывая в себя воду, они препятствуют ее удалению из навески топлива. Добавки отработанного кулинарного (КМ) и дистиллированного таллового масел (ДТМ) образуют пленку на поверхности топливной суспензии, тем самым препятствуя испарению влаги со свободной поверхности исследуемого образца. В ходе второй стадии при использовании ДТМ и опилок наблюдался выраженный пик, соответствующий выходу летучих используемой добавкой. В случае ДТМ пику на кривой DTG соответствует температура 262 °С, а в случае опилок – 335 °С. При этом не наблюдается выраженного пика на кривой DTG при использовании добавки отработанного кулинарного масла, вероятно, это связано с отсутствием ярко выраженного пика в ходе 3-ей стадии, а также температурой, при которой происходит начало разложения тяжелых углеводородных фракций кулинарного масла, равной 530 °С.

В ходе термического окисления водоугольной суспензии и исходного угля не наблюдалось ярко выраженных пиков в ходе 2-ой стадии, кривая DTG на данном этапе равномерно убывала и переходила в 3-ю стадию. Причиной этого является низкая доля летучих в составе используемого каменного угля, и, как следствие, низкая реакционная способность на данном этапе. Максимальной скоростью потери массы в ходе 3-ей стадии характеризуется уголь без добавок, поскольку количество связанного углерода, окисляющегося в ходе 3-ей стадии, в нем является максимальным. Для состава с опилками скорость потери массы составила 2,69 %/мин при температуре 600 °С, при добавлении кулинарного масла и ДТМ скорость потери массы увеличивается до 2,98 и 3,06 %/мин соответственно. Температуры этих пиков составляет 616 и 601 °С соответственно.

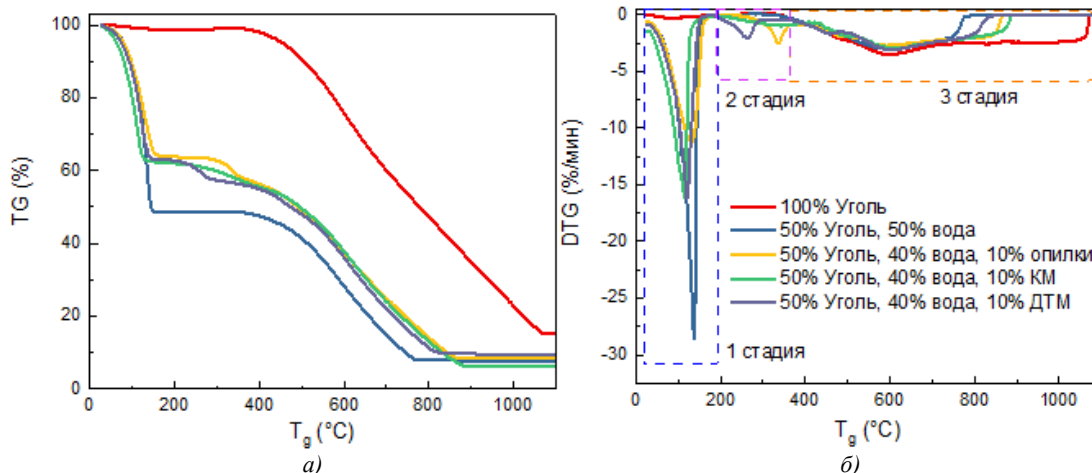


Рис. 2. TG-DTG кривые исследуемых топлив

Наименьшая температура выгорания исследуемых образцов регистрировалась для суспензионного топлива «50 % Уголь, 50 % вода» и составляла 788 °С. При использовании добавок растительного происхождения в виде

опилок и масел температура выгорания увеличивалась и составляла 840–890 °С. Причиной этого является характеристика зольного остатка, при добавлении масла и опилок наблюдалось спекание коксового остатка, что препятствует равномерному прогреву и малому доступу окислительной среды. Это приводит к увеличению температуры выгорания топлива. При горении суспензионного топлива «50 % Уголь, 50 % вода» зольный остаток не спекался и оставался порошкообразным.

По сравнению с пылеугольным топливом, температуры выгорания композиционных топлив снизились на 17–26 %, а масса зольного остатка при сжигании композиционных топлив оказалась ниже на 37–59 %. Максимальная потеря массы наблюдалась при сжигании топливной композиции с добавкой отработанного кулинарного масла (93,89 %).

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, Соглашение № 075-15-2024-543 от 24.04.2024.

Литература

1. Shafiee S., Topal E. When will fossil fuel reserves be diminished? // Energy policy. – 2009. – Т. 37. – № 1. – С. 181-189.
2. Capellán-Pérez I. et al. Fossil fuel depletion and socio-economic scenarios: An integrated approach //Energy. – 2014. – Т. 77. – С. 641-666.
3. Zou J. et al. Mechanism of hydraulic fracturing for controlling strong mining-induced earthquakes induced by coal mining // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2024. – Т. 181. – С. 105840.

ОБЗОР ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА МОДЕЛИРОВАНИЯ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ ДЛЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Киргизалиев Т.А.

Научный руководитель доцент Ю.Д. Бай

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние десятилетия нефтегазовая отрасль столкнулась с рядом вызовов, связанных с модернизацией инфраструктуры и внедрением новых технологий для повышения эффективности, надежности и устойчивости энергетических систем. При эксплуатации энергосистем нефтегазовой отрасли имеется ряд сложностей, с которым сталкивается персонал, в частности, персонал участков релейной защиты. Для решения данных проблем можно предложить использование комплексов моделирования в реальном времени, а именно программно-аппаратного комплекса производства канадской компании RTDS (Real-Time Digital Simulator) Technologies. Эта технология позволяет в реальном времени моделировать процессы, происходящие в сложных энергетических системах, и анализировать их поведение в различных режимах работы.

RTDS представляет собой цифровой симулятор, предназначенный для моделирования динамических процессов в электроэнергетических системах в реальном времени. Он основан на передовых методах цифрового моделирования, которое позволяет воссоздавать процессы в энергетических сетях, учитывая все возможные взаимодействия между элементами энергосистемы. Главным преимуществом RTDS является его способность работать в реальном времени. Это позволяет оперативно получать данные о поведении системы и проводить анализ в условиях, близких к реальным. RTDS активно используется для испытаний, анализа и оптимизации работы энергетических сетей, а также для разработки и тестирования новых технологий. Пример подключения программно-аппаратного комплекса к релейным защитам показан ниже на рисунке.

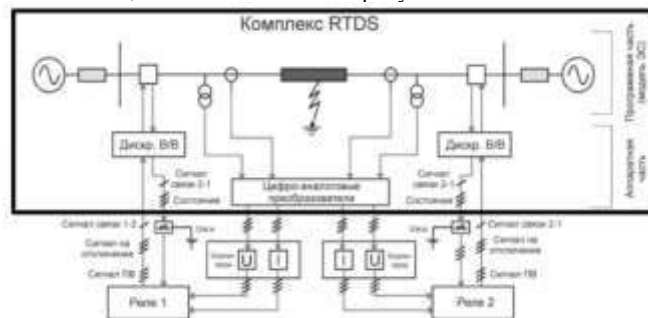


Рис. Пример подключения комплекса к релейным защитам

Энергетические системы нефтегазовой отрасли выполнены в основном по радиальной схеме и включают в себя три уровня напряжения, к примеру, 110, 35 и 10 (6) кВ. Основными потребителями электроэнергии являются объекты добычи, транспортировки, подготовки и переработки нефти, которые работают преимущественно на напряжении 6-10 кВ. Основной проблемой релейной защиты на таком уровне напряжения является проблема селективности защит от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), т.к. в местах таких замыканий переходные сопротивления могут достигать единицы кОм, соответственно, токи нулевой последовательности будут похожи на небалансы сети, от которых вышеупомянутая защита отстраивается при проектировании [2]. Кроме того, сложность заключается в том, что в некоторых случаях происходит искажение между током и напряжением нулевой последовательности, что в свою очередь сказывается на работе направленных токовых защит от ОЗЗ.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что при проектировании релейных защит энергосистем нефтегазовой отрасли одним из возможных решений можно предложить использование программно-аппаратного комплекса RTDS для тестирования и создания адаптивных релейных защит.

Также основное применение таких комплексов в нефтегазовой отрасли заключается в моделировании работы энергетических систем в различных режимах, включая нормальный режим и аварийные ситуации. В таких сложных инфраструктурах, как газовые и нефтехимические предприятия, взаимодействие различных типов оборудования требует тщательного анализа и прогнозирования. С помощью RTDS можно смоделировать поведение системы при различных нагрузках, перегрузках, коротких замыканиях и других нестандартных ситуациях. Для нефтегазовых объектов такие симуляции позволяют определить возможные точки уязвимости в инфраструктуре, оценить последствия аварийных ситуаций и выработать стратегии для повышения устойчивости системы [1].

Еще одним преимуществом комплексов моделирования в реальном времени является то, что с помощью них можно подготавливать квалифицированных специалистов. Оперативное управление нефтегазовыми объектами требует высокой квалификации сотрудников, которые должны быстро реагировать на изменения в работе системы, особенно в случае аварий. Система RTDS представляет собой идеальный инструмент для подготовки персонала. Используя RTDS, можно моделировать различные аварийные ситуации и обучать работников на реальных сценариях, что помогает им принимать быстрые и правильные решения в условиях стресса. Модели RTDS позволяют имитировать различные аварийные ситуации, такие как отключение трансформаторов, короткие замыкания, перегрузки сети, что дает возможность обучать персонал без реального риска для оборудования и безопасности. Это также помогает повысить общий уровень безопасности на объектах, снижая вероятность ошибок в реальной эксплуатации.

Комплексы моделирования в реальном времени позволяют не только моделировать поведение системы, но и проводить оптимизацию ее работы. Используя данные, полученные в ходе симуляций, можно определить, как эффективно распределить нагрузку между различными источниками энергии, как оптимизировать работу трансформаторов и генераторов, а также как минимизировать потери энергии в системе. Это позволяет существенно снизить эксплуатационные расходы и повысить экономическую эффективность работы энергетической инфраструктуры. Применение, например, RTDS в процессе эксплуатации энергетических систем также способствует лучшему управлению рисками, поскольку позволяет заблаговременно выявить слабые места в системе и принять меры по их устранению до возникновения реальных проблем.

Комплексы RTDS становятся неотъемлемым инструментом для оптимизации и повышения надежности энергетических систем в нефтегазовой отрасли. Их использование помогает не только эффективно решать задачи проектирования и тестирования, но и повышать безопасность, снижать риски аварийных ситуаций и оперативно обучать персонал. В условиях, когда высокие требования к стабильности и бесперебойности работы энергосистем становятся особенно актуальными, применение данных комплексов играет важную роль в обеспечении устойчивости и эффективности всей энергетической инфраструктуры.

Литература

1. Rigby B.S. Undergraduate Laboratory Examples for the RTDS Real Time Digital Simulator. RTDS Technologies Inc. – 2012.
2. Законьшек Я., Славутский А.Л. Цифровое моделирование современных энергосистем в реальном времени // Релейная защита и автоматизация. – 2012. – № 01.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕСПЕРЕБОЙНОЙ РАБОТЫ ОСОБОЙ ГРУППЫ ЭЛЕКТРОПРИЁМНИКОВ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В ПИТАЮЩЕЙ СЕТИ

Левенцов А.Р.

Научный руководитель доцент Н.Ю. Рубан

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Из состава электроприёмников первой категории выделяется особая группа электроприёмников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров [4].

Целью данной работы является: обеспечение бесперебойной работы источника бесперебойного питания при изменении напряжения электрической сети свыше допустимой заводом изготовителем.

Обеспечение бесперебойного электроснабжения особой группы электроприёмников, является важнейшей задачей в электроснабжении. Даже кратковременное отсутствие напряжения способно привести к аварии или человеческим жертвам. Наиболее эффективным способом обеспечения бесперебойного электроснабжения является применение источников бесперебойного питания, работающих в режиме «on-line» [2]. При таком режиме работы источник бесперебойного питания работает по принципу двойного преобразования энергии, преобразуя электрическую энергию переменного тока сети в энергию постоянного тока, постоянный ток от выпрямителя заряжает аккумуляторные батареи и питает нагрузку через инвертор. В случае исчезновения напряжения или возникновения недопустимых параметров электрической сети, источник бесперебойного питания обеспечивает электроснабжение потребителей энергией, запасенной в аккумуляторных батареях через инвертор. Главным преимуществом такого способа является отсутствие бестоковой паузы в электроснабжении, при переключении источника питания с сети на аккумуляторные батареи и обратно [2].

Как правило производители источников бесперебойного питания заявляют о гарантированном электроснабжении потребителей не только в случае исчезновения питания сети, а также в случае изменения его качества до недопустимого уровня. Фактически, в паспорте оборудования, указаны предельные величины отклонения параметров электрической сети, при которых производитель гарантирует его работу. Это означает, что производитель не гарантирует работу оборудования при выходе параметров питающей сети за допустимые пределы.

Согласно [5] для источников бесперебойного питания пределом напряжения питающей сети является диапазон $-15\%/+20\%$ от номинального напряжения. Это означает, что при выходе параметров питающей сети за допустимые пределы, условия электроснабжения особой группы электроприёмников не обеспечиваются.

Перенапряжения, возникающие в электрической сети, носят различный характер возникновения и проявления, наиболее значимыми для рассматриваемого вопроса является величина возникающего перенапряжения и его продолжительность.

В практическом применении наибольшую угрозу источникам бесперебойного питания несут перенапряжения не высокой кратности и длительностью более секунды, объясняется это отсутствием каких-либо защит от такого вида перенапряжений, так как такие перенапряжения не несут серьезной угрозы для изоляции и работоспособности большей части электрооборудования [6].

Так как конструктивно у источников бесперебойного питания отсутствует возможность ограничить воздействие повышенного напряжения, происходит полное отключение вследствие срабатывания системы защиты.

Для решения вышеизложенной проблемы было разработано техническое решение, получившее практическую реализацию.

Данное решение заключается в подключении источника бесперебойного питания к сети через быстродействующий управляемый коммутационный аппарат, в роли такого аппарата может выступать магнитный пускатель или полевой транзистор достаточной мощности. На рис. 1 представлена электрическая принципиальная схема предлагаемого решения.

Главной задачей представленного решения является своевременное управление коммутационным аппаратом, для этого применяется реле контроля напряжения с функцией выдержки времени (РН-50тс или аналогичные). Выдержка времени позволяет исключить ложные включения коммутационного аппарата при продолжающихся скачках напряжения. Для каждого места применения временную уставку $t1$ необходимо подбирать индивидуально, как правило не менее 5 секунд. Алгоритм работы следующий: при возрастании уровня напряжения до установленного в реле значения происходит срабатывание и размыкается нормально замкнутый контакт KV1 и отключает коммутационный аппарат KM1 в результате чего источник бесперебойного питания оказывается отключенным от сети. Отключение от сети воспринимается источником бесперебойного питания, как исчезновение напряжения и питание потребителей осуществляется от аккумуляторной батареи через инвертор без перерыва в электроснабжении.

При восстановлении уровня питающего напряжения в допустимый диапазон и выдержки уставки по времени реле включает коммутационный аппарат, тем самым восстанавливается нормальный режим работы источника бесперебойного питания от сети.

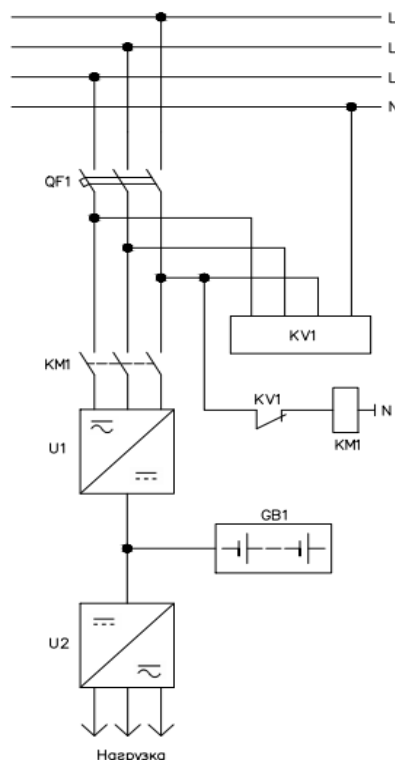


Рис. 1. Схема подключения источника бесперебойного питания
электрическая принципиальная: L1, L2, L3 – фазы трехфазной электрической сети; N – нулевой проводник; QF1 – вводной автоматический выключатель; KM1 – магнитный пускатель; U1 – выпрямитель; U2 – инвертор; GB1 – аккумуляторная батарея; KV1 – реле контроля напряжения

На рис. 2 представлены диаграммы напряжений для различных точек исследуемой схемы, в начальный момент времени 1 начинается рост величины напряжения, достигнув уставки реле контроля напряжения точка 2 реле размыкает цепь магнитного пускателя и отключает источник бесперебойного питания от сети, в этот момент питание на вводе источника бесперебойного питания отсутствует, и нагрузка получает питание от аккумуляторной батареи через инвертор. Когда волна перенапряжения спадает до уровня уставки реле контроля напряжения 3 начинается отсчет времени, если в течение заданного интервала времени t_1 напряжение будет ниже уставки, реле включит магнитный пускатель и восстановит нормальный режим питания источника бесперебойного питания.

Данная схема обеспечивает электроснабжение особой группы электроприёмников при возникновении перенапряжений, при которых, работоспособность источников бесперебойного питания не гарантирована производителем. Реализуемая схема обладает высокой надежностью, проста в реализации и экономична.

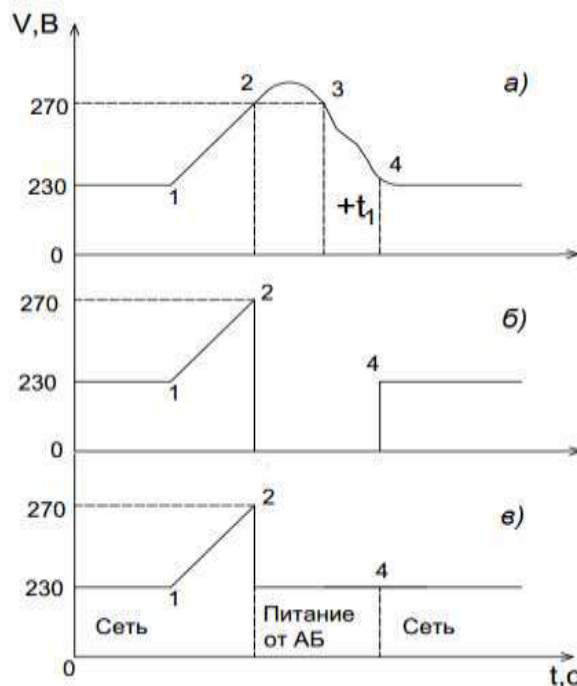


Рис. 2. Диаграммы напряжения - сети (а), на вводе источника бесперебойного питания (б), нагрузки (в). 1 – Точка начала перенапряжения; 2 – точка достижения уровня уставки реле контроля напряжения; 3 – точка снижения уровня напряжения ниже уставки реле; 4 – точка восстановления нормального режима электроснабжения; t_1 – временная уставка реле контроля напряжения

Литература

1. ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Дата введения 2014-07-01. Введен 01.07.2014 г. – М.: Стандартиформ, 2014 – 16 с.
2. Мирошниченко С.П., Поляков В.В. Методическое пособие по курсу «Персональная электроника» Источники бесперебойного питания. Таганрог: Изд-во ТРТУ, 2003, 32 с.
3. Приказ Минэнерго России от 13.01.2003 №. 6 (ред. от 13.09.2018) "Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей".
4. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Седьмое издание. Раздел 1. Общие правила. Глава 1. (утв. Приказом Минэнерго РФ от 08.07.2002 г. N. 204).
5. ИБП Eaton 93 PM 30-200 кВт. Руководство по эксплуатации и установке. P-164000249 Revision 2. 2013 – 92 с.
6. Халилов Ф.Х. Классификация перенапряжений. Внутренние перенапряжения: Учебное пособие. Издание НОУ «Центр подготовки кадров энергетики». – Санкт-Петербург, 2012.

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Мащенко Д.Е.

Научный руководитель старший преподаватель В.В. Гречушников

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы наблюдается тенденция активного применения искусственного интеллекта в электроэнергетических комплексах. Данные технологии демонстрируют высокую эффективность там, где традиционные алгоритмические подходы оказываются недостаточно результативными. Искусственный интеллект направлен на разработку алгоритмов, позволяющих компьютерам решать когнитивные задачи, аналогичные тем, что выполняет человеческий мозг [2]. Перспективным направлением становится интеграция искусственного интеллекта в системы технического мониторинга энергетических объектов. Применение методов машинного обучения позволяет существенно улучшить качество диагностики силового оборудования за счет анализа больших массивов данных в реальном времени.

Ключевым компонентом системы электроснабжения, определяющим надежность бесперебойного питания, является силовой трансформатор. Его выход из строя влечет за собой значительные экономические потери, которые складываются из двух основных составляющих:

1. затраты на приобретение нового оборудования или ремонт поврежденного трансформатора;
2. ущерб от перебоев в электроснабжении для конечных потребителей.

Эксплуатационные сложности при ремонте трансформаторов создают дополнительные риски. В процессе восстановления работоспособности могут возникать сложные режимы работы, требующие нестандартных технических решений и усложняющие управление энергосистемой в целом.

Для минимизации этих рисков современная электротехническая отрасль делает акцент на разработке интеллектуальных трансформаторов. Такие устройства характеризуются сниженным уровнем потерь, интегрированными системами мониторинга, встроенными средствами диагностики. Повышение эффективности трансформаторов достигается за счет комплексного подхода, включающего применение современных конструкционных материалов, оптимизацию конструктивных решений и использование эффективных методов охлаждения. Такой подход позволяет не только снизить эксплуатационные потери, но и значительно повысить надежность и эффективность работы силовых трансформаторов в энергосистеме, а также упростить работу оперативного персонала.

В данном контексте ИИ представляет собой математическую модель, которая позволяет оценить состояние компонентов электрической сети. Суть этого метода заключается в том, что оборудование воспринимается как сложная математическая модель. На вход этой модели поступает набор факторов, которые представлены в виде измерительных параметров (цифровых признаков) или описательных характеристик, и далее на выходе происходит отклик в виде определенных параметров состояния. Создание такой модели осуществляется методом «обучения» на реальных данных с целью «научить» ее повторять отклик реального оборудования для определенных входных параметров. Существуют так называемые сверточные нейросети, осуществляющие распознавания визуальных образов при анализе изображений или видеороликов. Структура свёрточной нейросети состоит из двух основных слоёв - свёрточного и пулингового. В свёрточном происходят основные операции по анализу изображения, при этом с него удаляются лишние данные. Слой свёртки создаётся отдельно для каждого признака, такого как текстура, цвета или форма. Пулинговый слой используется для дополнительной фильтрации, отсекающей избыточной информации и сохранения для анализа только важной. Он позволяет существенно экономить вычислительные ресурсы и в целом ускорить обучение нейросети.

На сегодняшний день известно, что ученые уже произвели обучение сверточных сетей с помощью методики Transfer learning [1], которая предполагает применение предобученных сетей, таких как DenseNet-161, для решения задачи выявления и классификации причин отклонения визуального состояния трансформатора. После, выполненных экспериментов был достигнут высокий результат контроля внешнего состояния трансформатора и классификации повреждений ИИ.

Более эффективной нейросетью для решения данной проблемы стала модель Mask R-CNN, разработанная компанией Facebook AI Research. Архитектура Mask R-CNN позволяет выделять контуры (маски) различных объектов на изображениях, даже если они имеют разные размеры и частично перекрываются. Процесс работы сети Mask R-CNN включает два этапа:

1. Генерация предположений о местонахождении объекта;
2. Выдача результата: класс объекта, рамка и маска. Проведенный ИИ мониторинг с выявлением повреждений можно рассмотреть на рисунке.



Рис. Выявленное повреждение трансформатора

Таким образом сеть производит визуальный анализ, заданного объекта, в нашем случае трансформатор, и выдает данные о повреждении рабочему персоналу. Искусственный интеллект (ИИ) повышает эффективность работы в различных направлениях электроэнергетики.

Внедрение ИИ открывает новые горизонты для развития возобновляемых источников энергии. ИИ может помочь в интеграции солнечных и ветровых электростанций в существующие энергосистемы, оптимизируя их работу и обеспечивая стабильность сети. Например, алгоритмы машинного обучения могут анализировать погодные условия и предсказывать выработку энергии от возобновляемых источников, что позволяет лучше планировать распределение нагрузки. Кроме того, стоит упомянуть о важности междисциплинарного подхода в подготовке молодых специалистов. Знания в области ИТ, аналитики данных и энергетики становятся все более актуальными.

Интеграция ИИ в электроэнергетику не только повышает эффективность и надежность систем, но и создает новые возможности для устойчивого развития отрасли. Молодые специалисты имеют уникальный шанс стать лидерами в этой трансформации, используя свои навыки для решения актуальных задач современности.

Литература

1. Хайкин С. Нейронные сети. Полный курс. – М.: «Вильямс», 2006. – 1104 с.
2. Христинич Р.М., Луковенко А.С. Анализ надежности трансформаторных подстанций 110 кВ с большим сроком. // 120 лет железнодорожному образованию в Сибири / Сборник статей Всероссийской научно- практической конференции с международным участием: В 1 т. / Отв. ред. Мороз Ж.М. – Красноярск: Изд-во «Касс», 2014. – 573 с.
3. Христинич Р.М., Христинич А.Р., Христинич Е.В. Комплексная диагностика маслонаполненных трансформаторов // Вестник КрасГАУ. – 2007. – № 3. – С. 222-226
4. Искусственный интеллект в сфере энергетики [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://stylishbag.ru/5-foto/proekty-v-sfereenergetiki-81-foto/>

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ ПОМОЩИ ВЫСОКОДИСКРЕТИЗИРОВАННЫХ УСТРОЙСТВ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Перцевой М.О.

Научный руководитель к.т.н., доцент кафедры ГГЭЭС, ведущий специалист управления развития гидроэнергетики Департамента инноваций РусГидро А.А. Ачитаев

Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального Университета, г. Саяногорск, р-п Черёмушки, Россия

Применение технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ) позволило проводить мониторинг режимов работы Единой энергетической системы (ЕЭС), переходных процессов в ЕЭС, а также точно определять источники незатухающих колебаний: высокоамплитудные длительные низкочастотные колебания (НЧК) и синхронные качания [7]. Кроме того, на основании данных СВИ инженерному центру «Энергосервис» стало возможным создать систему мониторинга силовых трансформаторов (СМСТ), которая позволяет: проводить непрерывное измерение, регистрацию, преобразование и отображение диагностических параметров силового трансформатора (СТ); определять техническое состояние СТ; прогнозировать остаточный ресурс СТ и оптимизировать проведение регламентных диагностических работ и обеспечить переход к ремонту по состоянию. На рис. 1 представлена диаграмма повреждений различных видов основного электрооборудования ПС 35–50 кВ на основании отчёта повреждаемости основного оборудования подстанций напряжением 110–750 кВ ПАО «Россети» [10].

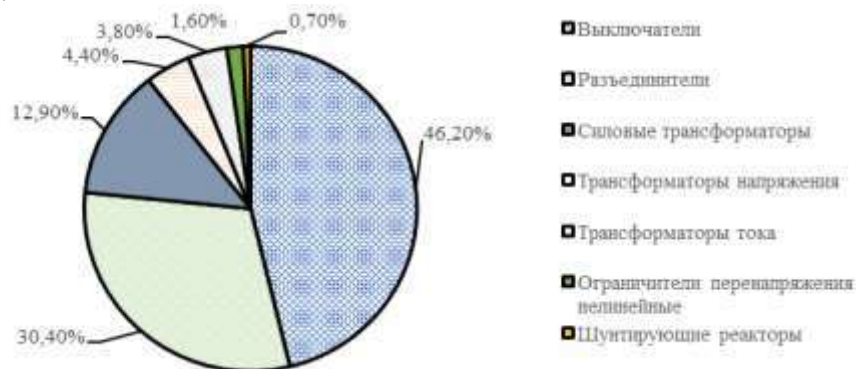


Рис. 1. Диаграмма повреждений различных видов основного электрооборудования ПС 35–750 кВ

На рис. 2 представлены причины повреждения СТ согласно отчёту [2].

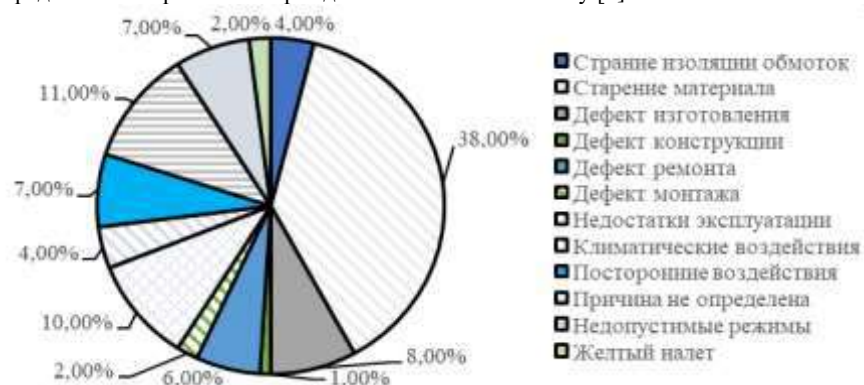


Рис. 2. Причины повреждения СТ

СМСТ позволяет измерять фазные напряжения и токи в комплексном виде и частоту сети. Но ввиду недостаточной частоты дискретизации (50 кадров в секунду) технология СВИ не позволяет идентифицировать такие колебания, как высшие гармоники. Также технология СВИ не позволяет точно классифицировать повреждение. Кроме того, при разработке предиктивной модели на основе технологии СВИ необходимая точность модели может быть не достигнута. Помимо перечисленных проблем, необходимо производить расчёт параметров схемы замещения (СЗ) СТ в режиме реального времени. Именно поэтому была разработана технология continuous point on wave (CPOW), которая является производной технологии СВИ. На данный момент CPOW в России внедряется компанией «Энергосервис» в многофункциональное устройство ESM. Отличие между данными технологиями заключается в частоте дискретизации данных – частота дискретизации данных CPOW составляет 512–10000 измерений в секунду. Именно за счёт высокой дискретизации данных технология CPOW позволит расширить возможности СВИ. В статье описана значимость применения технологии CPOW для СМСТ.

Анализ проблематики

Поскольку при помощи СМСТ на базе СВИ невозможно четко классифицировать высшие гармоники, то возникновение дефекта изоляции СТ не может быть определено персоналом. Повреждение изоляции СТ приводит к: пробое изоляции, коротким замыканиям (КЗ), пожару стали, несимметричному режиму работы сети. Также при эксплуатации СТ происходит изменение его параметров СЗ, которые необходимо уточнять. Изменение режимных параметров может привести к увеличению потерь на холостой ход (ХХ), изменению напряжения КЗ и, соответственно, нарушению условий параллельной работы СТ. Также стоит отметить, что при переходе к ремонту по состоянию для определения дефектов необходима точная модель, в противном случае неточная модель может привести либо к ложному оповещению персонала о дефекте, либо к необнаружению дефекта, следовательно, к аварийному останову СТ и экономическим потерям. Система CPOW, безусловно, за счёт высокой частоты дискретизации позволяет решить данные проблемы. Но проблема CPOW заключается в том, что высокая частота дискретизации приводит к большим потокам данных, которые на данный момент передавать невозможно. Для решения данного недостатка необходимо использовать математическую обработку цифровых сигналов. Стоит отметить, что необходимо разрабатывать нормативную документацию для внедрения технологии CPOW, а также проработать вопрос о внедрении данной технологии для АО «СО ЕЭС».

Анализ эффективности CPOW. Тесты, проводимые в математической модели Matlab.

На рис. 3 представлены результаты измерения УСВИ и CPOW по напряжению со стороны высокого и низкого напряжений СТ.

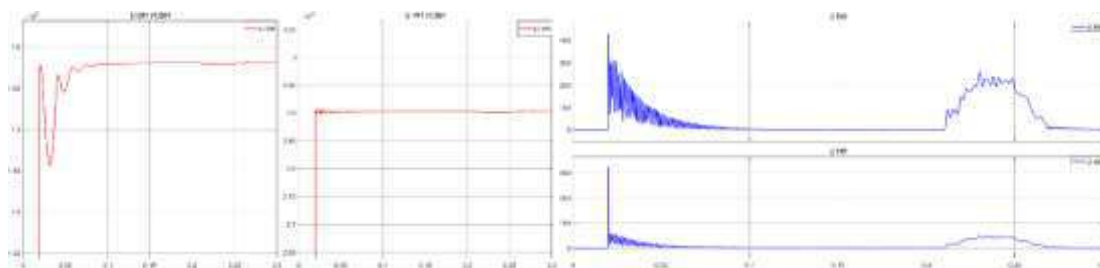


Рис. 3. Измерения УСВИ и CPOW по напряжению СТ

Исходя из рис. 3, до момента 0,1 с УСВИ был зафиксирован БТН, но при этом дефект изоляции не был обнаружен. Исходя из рисунка 3, измерения CPOW со стороны высокого и низкого напряжений СТ показали детализированный процесс БТН, а также был зафиксирован дефект изоляции в промежутки времени 0,21–0,26 с.

Выводы

В статье представлены результаты исследований внедрения технологии CPOW для СМСТ. Был проведён литературный обзор технологии CPOW. Было представлено математическое описание методов определения СЗ СТ и сжатия потоковых данных. Были исследованы характер БТН СТ и дефект изоляции, показаны возможности, благодаря которым технология CPOW позволяет дополнить СМСТ. Результаты исследований и проведённых тестов утверждают об эффективности расширения возможностей СМСТ при помощи технологии CPOW.

Литература

- Galvez C., Abur A. Fault Location in Meshed and Active Power Distribution Networks Madrid. – Spain: IEEE, 2021. – С. 1–6.
- Mestav K.R., Wang X., Tong L. A deep learning approach to anomaly sequence detection for high-resolution monitoring of power systems // IEEE Transactions on Power Systems. – 2022. – Т. 38. – № 1. – С. 4-13.
- Shirsat A. et al. 1 convnet: A convolutional energy disaggregation network using continuous point-on-wave measurements // 2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). – IEEE, 2022. – С. 1-5.
- Silverstein A., Consulting A.S., Follum D.J. High-resolution, time-synchronized grid monitoring devices.
- Tong L., Wang X., Zhao Q. Grid monitoring and protection with continuous point-on-wave measurements and generative ai // arXiv e-prints. – 2024. – С. arXiv: 2403.06942.
- Wang X., Liu Y., Tong L. Adaptive subband compression for streaming of continuous point-on-wave and PMU data // IEEE Transactions on Power Systems. – 2021. – Т. 36. – № 6. – С. 5612-5621.
- Ачитаев А.А., Перцевой М.О. Идентификация низкочастотных колебаний и синхронных качаний методами искусственного интеллекта // Электроэнергетика глазами молодежи–2023. – 2023. – С. 16-19.
- Мухлынин Н.Д., Ерохин П.М., Паздерин А.В. Направления совершенствования функций релейной защиты за счет использования технологии синхронизированных векторных измерений // Электротехнические системы и комплексы. – 2022. – № 3 (56). – С. 4-11.
- Пискунов С.А. [и др.]. Системы управления, мониторинга и защиты на основе синхронизированных векторных измерений. Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук. – 2021. – С. 133–142.
- Повреждаемость электрооборудования ПС напряжением 110-750 кВ в РФ // Научно-технический журнал «Энергия единой сети» [Электронный ресурс]. URL: <https://xn-----glcfccctdc14bhow0as6psb.xn--p1ai/nomera-zhurnalov/2-7-2013-g/povrezhdaemost-elektrooborudovaniya-ps-napryazheniem-110-750-kv-v-rf/> (дата обращения: 09.11.2024).

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ТОКОВОЙ НАПРАВЛЕННОЙ ЗАЩИТЫ НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ПО REPEAT

Петрова А.Е.¹

Научный руководитель инженер 3 категории Б.Д. Малюта²

¹АО «ИТЦ «ДЖЭТ», г. Москва, Россия

²ООО «ДЖЭТ ЛАБ», г. Москва, Россия

Большая часть нефтегазовых месторождений на территории России расположена на достаточном удалении от основных источников генерации электроэнергии, что создает сложности в организации их надежного и бесперебойного электроснабжения. В таких случаях используются протяженные линии электропередачи (ЛЭП) на напряжении 110 кВ и 220 кВ, эксплуатируемые часто в суровых климатических условиях, что осложняет их обслуживание. Для настройки параметров срабатывания релейной защиты и автоматики (РЗА) таких линий целесообразно использовать специализированные программные комплексы, которые позволят проанализировать возможные режимы работы энергорайона и выбрать наиболее корректные параметры функционирования устройств РЗА, чтобы избежать их неселективного срабатывания. В данной работе в качестве такого программного комплекса рассматривается программное обеспечение REPEAT.

В рамках данной работы были рассчитаны уставки и реализована логика срабатывания токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП) ЛЭП 220 кВ с двухсторонним питанием. Расчет проводился согласно [3, 2], логика срабатывания защиты реализована на базе шкафа защит линии типа ШЭ2607 016 фирмы «ЭКРА». Модель ТНЗНП выполнена четырехступенчатой, все ступени имеют направленность, которая обеспечивается наличием разрешающего и блокирующего реле направления мощности нулевой последовательности (РНМНП) [3]. Пуск реле происходит при превышении уставки по утроенному току $3I_0$ (расчетное значение) и напряжению $3U_0$ (измеренное значение) нулевой последовательности [1]. Для срабатывания РНМНП необходимо, чтобы угол между $3U_0$ и $3I_0$ оказался в диапазоне $\phi_{мч} \pm 90^\circ$, где $\phi_{мч}$ – угол максимальной чувствительности реле (250° для разрешающего и 70° для блокирующего) [3].

Логика работы схемы следующая: расчетное значение $3I_0$ сравнивается с уставкой по току $3I_0$ каждой ступени. Если для какой-то из ступеней будет зафиксировано превышение уставки для срабатывания защиты необходимо также, чтобы сработало разрешающее РНМНП или не сработало блокирующее РНМНП (для III и IV ступеней защиты). При выполнении этих условий будет сформирован сигнал на отключение выключателя с заданной выдержкой времени. Логика работы защиты реализована с помощью блоков библиотеки «Автоматика». В модели также используется блок «Jython» для реализации алгоритма сравнения угла между $3U_0$ и $3I_0$ с $\phi_{мч}$ реле направления мощности.

Для моделирования действия ТНЗНП ЛЭП 220 кВ в REPEAT была реализована модель двухмашинной энергосистемы с помощью блоков библиотеки «Электроника». Внешний вид модели приведен на рис. 1.

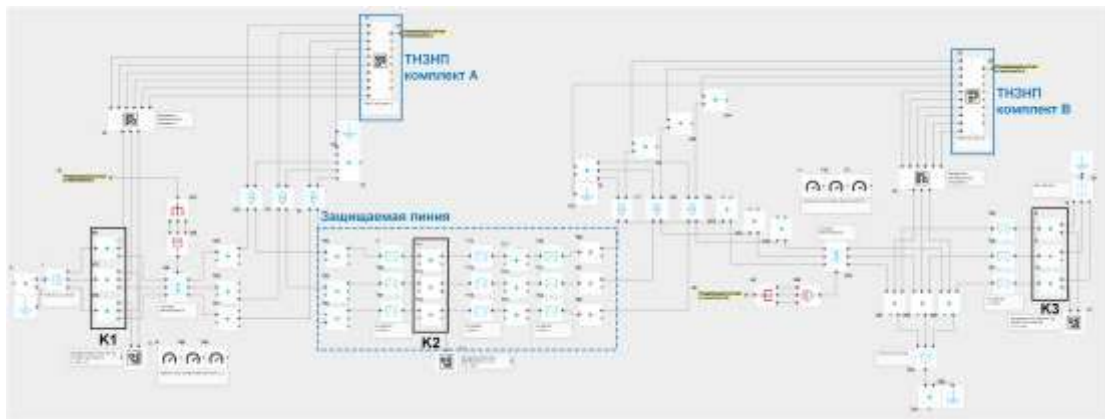


Рис. 1. Модель двухмашинной энергосистемы для исследования ТНЗНП ЛЭП 220 кВ в ПО REPEAT

В качестве защищаемого объекта выступает ЛЭП 220 кВ суммарной протяженностью 90 км, выполненная проводом АС-240/32. Модель на рис. 1 также содержит два источника напряжением 220 кВ, ЛЭП 220 кВ длиной 30 км и нагрузку мощностью $(80 + j60)$ МВА. В качестве трансформаторов тока используются идеальные двухобмоточные трансформаторы (коэффициент трансформации 600/5), в качестве трансформаторов напряжения – идеальные трехобмоточные трансформаторы (коэффициент трансформации $(220/\sqrt{3})/(0,1/\sqrt{3})$). В модели используется два комплекта ТНЗНП, установленных по концам защищаемой линии.

Согласно [1, 2] были рассчитаны параметры срабатывания ТНЗНП для двух комплектов защиты. Уставки по току и напряжению срабатывания разрешающего и блокирующего РНМНП для комплектов А и В одинаковы и равны соответственно 0,34 А и 1 В во вторичных величинах. Результаты расчета других параметров срабатывания защиты во вторичных величинах приведены в таблице ниже.

СЕКЦИЯ 9. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Таблица

Результаты расчета параметров срабатывания двух комплектов ТНЗНП ЛЭП 220 кВ							
Комплект	№ ступени	Уставка по току срабатывания, А	Выдержка времени, с	Комплект	№ ступени	Уставка по току срабатывания, А	Выдержка времени, с
А	I	28,55	0,1	В	I	17,66	0,1
	II	17,87	0,75		II	9,25	0,75
	III	10,81	1,05		III	5,46	1,05
	IV	9,31	1,35		IV	5,4	1,35

Для исследования работы реализованной ТНЗНП были проведены опыты коротких замыканий (КЗ) на землю в точках К1, К2, К3. Для анализа результатов с помощью встроенного в REPEAT ноутбука JupyterLite были построены векторные диаграммы реле направления мощности. На рисунках 2 – 4 приведены осциллограммы $3I_0$ и $3I_0$ и векторные диаграммы разрешающего и блокирующего реле комплекта А.

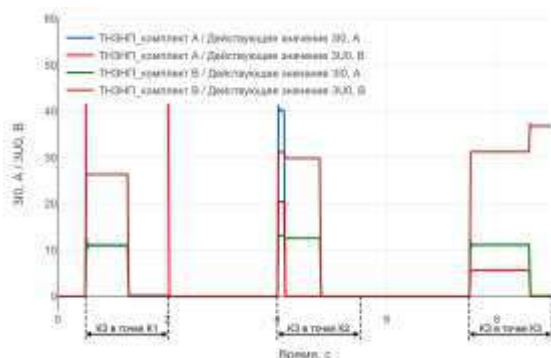


Рис. 2. Осциллограммы $3I_0$ и $3U_0$ при различных КЗ для двух комплектов защиты

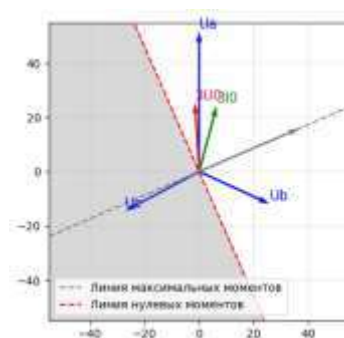


Рис. 3. Векторная диаграмма блокирующего РНМНП комплекта А при КЗ в точке К1

При двухфазном КЗ на землю в точке К1 «за спиной» комплекта А срабатывает блокирующее РНМНП (рис. 3, вектор $3I_0$ находится в зоне срабатывания) – даже при превышении током $3I_0$ уставки на срабатывание данный комплект не срабатывает, в отличие от II ступени и разрешающего реле комплекта В. При однофазном КЗ на защищаемой ЛЭП сначала фиксируется срабатывание I ступени комплекта А, поскольку место КЗ расположено ближе к нему, после чего срабатывает II ступень комплекта В (рис. 2). При двухфазном КЗ на землю в точке К3 «за спиной» комплекта В этот комплект не срабатывает, однако срабатывает разрешающее реле (рис. 4, вектор $3I_0$ находится в зоне срабатывания) и III ступень комплекта А (рис. 2). Таким образом, комплекты ТНЗНП корректно обрабатывают при КЗ в защищаемой зоне – можно сделать вывод о корректности реализованной логики и рассчитанных параметров защиты.

Таким образом, ПО REPEAT является подходящим инструментом для моделирования не только энергосистем, но и устройств РЗА, в частности ТНЗНП. Реализованная во встроенном ноутбуке JupyterLite программа позволила визуализировать работу РНМНП для ее оценки. Результаты данной работы могут быть использованы для ознакомления с принципами работы ТНЗНП и реле направления мощности, а также в качестве основы для создания более сложных моделей энергосистем с РЗА, поскольку логика работы ТНЗНП объединена в группу и может быть преобразована в пользовательский блок для удобства применения.

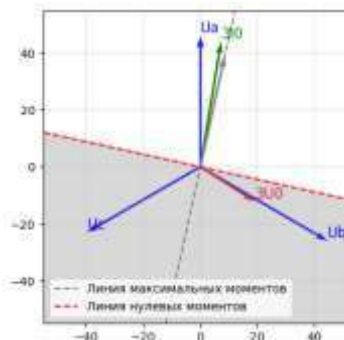


Рис. 4. Векторная диаграмма разрешающего РНМНП комплекта А при КЗ в точке К3

Литература

1. Методические указания по расчету и выбору параметров настройки резервных токовых защит линий электропередачи 110 кВ и выше [Электронный ресурс]. Утверждены распоряжением АО «СО ЕЭС» №61р от 10.05.2023. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-base/tech-standards/>, свободный. – (20.01.2025).
2. Федотов В.П., Старосельников С.С., Федотова Л.А. Проектирование микропроцессорных защит элементов электрических сетей напряжением 110–220 кВ: учебно-методическое пособие для студентов вуза, обучающихся по направлению подготовки 13.03. 02—Электроэнергетика и электротехника. – 2018.
3. ЭКРА.656453.183 РЭ. Шкаф защиты линии и автоматики управления выключателем. – Чебоксары: ООО НПП «ЭКРА», 2016. – 164 стр.

СРАВНЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ И НОРВЕГИИ

Подкаменный Т.П.

Научный руководитель доцент Р.А. Уфа

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Норвегия – государство, расположенное в Северной Европе и занимающее западную и северную части Скандинавского полуострова. Оно граничит с Швецией, Финляндией и Россией. Страна имеет протяженное побережье вдоль Северного моря и Норвежского моря, а также омывается Баренцевым морем на севере. Благодаря Гольфстриму климат Норвегии мягче, чем в других регионах на той же широте. Климат Норвегии разнообразный благодаря её большой протяженности с севера на юг и влиянию Гольфстрима. В целом страна делится на несколько климатических зон:

Южная Норвегия: Умеренный морской климат с мягкими зимами и прохладным летом. Здесь больше осадков, особенно на западе страны, где горы блокируют влажные воздушные массы с Атлантического океана.

Центральная Норвегия: Континентальный климат с холодными зимами и теплым летом. Количество осадков меньше, чем на юге.

Северная Норвегия: Арктический и субарктический климат с долгими и суровыми зимами. Лето короткое и прохладное. Внутри материка зимы холоднее, чем на побережье, которое смягчается влиянием Гольфстрима.

Основные отрасли экономики завязаны на нефтяной и газовой промышленности, рыболовстве. Т.е. можно было бы сделать вывод, что если Норвегия одна из стран лидеров по добыче углеводородов, то и их энергетическая структура основана на этом. Однако, согласно данным из отчётов, окажется, страна только экспортирует эти ресурсы, не потребляя их. А вся их энергетика завязана на уникальном природном ландшафте - фьордах. Основой высококачественного энергетического комплекса Норвегии является гидроэнергетика. Потенциальные запасы гидроэнергетических ресурсов 120 млрд. Кв·ч/год.

В королевстве наблюдался высокий темп электрификации – в этой стране первая промышленная ГЭС была построена в 1885 году, а к 1929 году было возведено свыше 1300 малых гидроэлектростанций. Использование горных озёр как резервуары, приводит к отсутствию необходимости затопления местности при строительстве классических ГЭС. Также, правительство Норвегии не пренебрегает развитием возобновляемой энергетики. Солнца на севере недостаточно для использования солнечных батарей. Но карта движения воздушных масс показывает, что ветров в данной местности достаточно для развития направления ветряных электростанций. И поэтому там уже возведено свыше 200 ветроэнергетических установок с мощностью 500 МВт. Количество произведённой электроэнергии на них в 2021 году достигло 11 млрд. Кв·ч. Для сравнения: в России, из отчётов ЕЭС, можно узнать, что в 2021 году с помощью ветроэнергетики было произведено всего лишь 3,6 млрд. Кв·ч [2, 3].

Основой сетей являются линии 420 кВ и 300 кВ, соединяющие крупные электростанции, предприятия и города. Протянуты они с севера континента на юг. Видно, что на юге более развита сеть – обусловлено это большим количеством потребителей. Управление всей энергосистемой осуществляет компания Statnet, т.е. производит контроль над балансом выработки и потребления энергии, над перетоками электроэнергии из одной части энергосистемы в другую, а также над межсистемными перетоками между Норвегией и другими странами. Условно энергосистема Норвегии поделена на пять частей: северную, южную, центральную, западную и восточную.

Всего в королевстве присутствует 3 класса напряжения: первый (132, 300, 420 кВ), второй (33–132 кВ), третий (1–22 кВ). Или по-другому: магистральные, региональные, районные. Структура возведения линий электропередач аналогична нашей: в случае сетей 22 кВ она представляет собой не закольцованную сеть, а для первого класса напряжения – кольцо. Главное различие их подхода от нашего – работа с нейтралью. Вместо использования изолированной нейтрали в сетях высокого напряжения, они используют резистивную нейтраль, компенсированную или компенсированнорезистивную нейтраль. Этот выбор считается более безопасным, т.к. в случае короткого замыкания на землю такая схема приведет к быстрому отключению линии. Несомненно, что в этом случае электроснабжение будет нарушаться, но при этом вероятность пожара или несчастного случая уменьшается.

Также в Норвегии необычно выполнено снабжение потребителей низкого напряжения – используется система заземления IT. Система заземления IT — это одна из схем подключения электрических установок, применяемая преимущественно там, где важна высокая степень безопасности людей и оборудования от токов утечки. В такой системе нейтраль источника питания изолирована от земли либо имеет соединение через высокое сопротивление, а открытые проводящие части электроустановки заземлены. Если происходит первое замыкание фазы на корпус (однофазное короткое замыкание), система продолжает функционировать благодаря высокому сопротивлению нейтрали. Ток замыкания будет минимальным, что позволяет избежать отключения всего оборудования до устранения неисправности. Однако при втором замыкании (например, второй фазы на другой участок заземленного корпуса) возникает полноценное короткое замыкание, которое уже требует немедленной защиты. Данная система напряжения появилась ещё в начале электрификации в первой половине 20 века. Она была

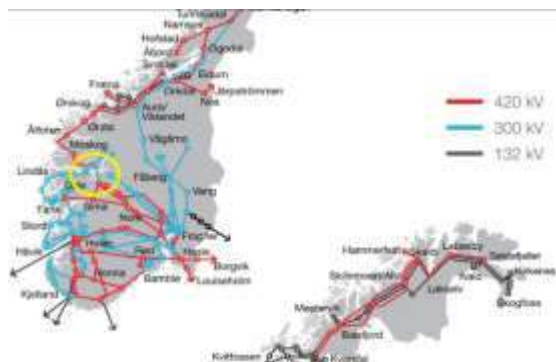


Рис. Линии передач первого класса

широко распространена в Европе, поскольку характеризовалась повышенной живучестью энергосистемы. Однако со временем другие страны перешли на систему с глухозаземленной нейтралью, в связи с экономическими и техническими соображениями. IT-сети оказались чувствительными к импульсным перенапряжениям и более дорогостоящими, а Норвегия - важное исключение. Вплоть до недавнего времени изолированная нейтраль доминировала в бытовом электроснабжении этой страны, и даже сейчас оценочно 70 – 80% подключены по такому способу. Такой необычный случай связан с географией и климатом страны: малое количество гроз, следовательно, меньше перенапряжений, а скальные грунты затрудняют устройство эффективного заземления [1].

Больше всего в Норвежском энергохозяйстве привлекает внимание ценовая политика и контроль учета потребления электроэнергии. Умные счетчики (или smart meters) в Норвегии стали важной частью модернизации национальной энергетической инфраструктуры. Их основное назначение заключается в улучшении учета и управлении потреблением электроэнергии, что помогает как конечным потребителям, так и энергетическим компаниям более эффективно использовать ресурсы. Это связано с рыночным механизмом ценообразования на электроэнергию. Цены на электроэнергию в Норвегии формируются на рынке электроэнергии Nord Pool, который охватывает Скандинавию и некоторые другие регионы Европы. Nord Pool представляет собой биржу, где покупатели и продавцы заключают сделки на поставку электроэнергии. Цены на электроэнергию определяются спросом и предложением, а также наличием доступной мощности. Из-за этого оплата для домохозяйств не фиксированная и заданная на долгий промежуток времени, а меняющаяся ежечасно. Т.е. невозможно предугадать какой будет тариф через несколько часов. Для этого умные счетчики программируются с помощью умных контроллеров HAN (Home Area Network), чтобы следить за почасовыми тарифами [3].

Для простоты понимания разберём случай на крупном потребителе электроэнергии в доме – водонагревателе (бойлере). После завязки нашего потребителя на этот счетчик, счетчик выдает команды потребителю, когда тариф на электроэнергию находится на низком уровне, а когда дорого уменьшать потребление. Т.е. такая система предлагает обществу – контролируемый спрос. Как второй пример можно рассмотреть электромобили, согласно статистике, страна одна из лидеров по использованию электромобилей. Точно также зарядные станции подключаются к системе умного потребления, которая указывает, когда стоит начать зарядку.

Как говорилось ранее, потребление электроэнергии в стране неоднородно. Из-за этого на севере страны происходит профицит энергии, а на юге дефицит. А как мы знаем, в стране рыночная система формирования тарифов. Ко всему этому, добавляется то, что Норвегия подключена к рынку Европы, где стоимость электричества ещё больше, и благодаря этому дефицит на юге возрастает еще больше. В связи с этими факторами, наблюдается и разность цен, в некоторые моменты доходящая до 180 раз.

На основе всех этих данных можно сделать несколько выводов, которые помогут перенять положительный опыт, так и избежать ошибок при развитии энергетики России:

1. Норвегия демонстрирует успешное использование гидроэнергетики, основываясь на своих природных ресурсах. Россия обладает значительными водными ресурсами, такими как реки и водохранилища, которые могут быть использованы для строительства новых гидроэлектростанций. Это позволит увеличить долю возобновляемых источников энергии в общем энергобалансе страны.

2. Опыт Норвегии в развитии ветроэнергетики может служить примером для России. Несмотря на сложные климатические условия, Норвегия смогла построить эффективные ветровые установки, что свидетельствует о возможности использования аналогичных технологий в северных регионах России. Это поможет диверсифицировать энергетическую структуру и снизить зависимость от ископаемых видов топлива.

3. Использование умных счетчиков и систем контроля потребления электроэнергии, как в Норвегии, может помочь России оптимизировать использование энергоресурсов. Это снизит затраты на электроэнергию для потребителей и улучшит общую энергоэффективность страны.

Литература

1. Официальный сайт системного оператора Норвегии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.statnett.no/en/>.
2. Официальный сайт системного оператора Единой энергетической системы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/functioning/ups/ups2022/>.
3. Grytten O.H. Revising growth history: new estimates of GDP for Norway, 1816–2019 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1111/ehr.13085>

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Поспелов Г.В.

Научный руководитель: Старший преподаватель, ОЭЭ, В. В. Гречушников

Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

В настоящее время общая протяжённость газопровода России составляет 180,6 тыс. км. [7] Для обеспечения транспортировки газа по всей территории Российской Федерации и за её пределами необходимо предусматривать соответствующее оборудование - устройства, преобразующие внешний вид энергии источника в полезную работу по перемещению природных ресурсов. Стоит учитывать, что из-за наличия трения и других гидравлических сопротивлений при передаче газа по трубопроводу, давление по длине трубопровода уменьшается с необходимого значения P_1 до P_2 . [5]

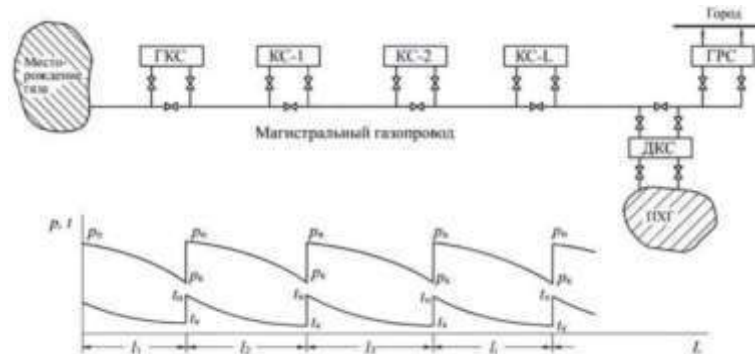


Рис. Взаимодействие частиц кристаллической решетки

Из рисунка можно видеть, что чем меньше давление в магистрали трубопровода, тем выше будут потери на одной и той же протяжённости трубопровода (характер линии, показывающий значение давления тем круче, чем меньше давление). Падение давления газа будет ещё больше, если по пути следования магистрали будут установлены станции для отбора газа на нужды потребителя. Для компенсации потерь давления предусматривают установку линейных газокomppressorных станций (ЛКС) или насосных станций для повышения давления в нефтепроводах. Данные станции способствуют снижению потерь и эксплуатационных затрат при транспортировке газа. [5] Каждая станция содержит перечень оборудования, который может отличаться в зависимости от типа, мощности и используемых технологий. Однако в основе любой станции лежат несколько типовых модулей – газоперекачивающие агрегаты, которые, в свою очередь, представляют из себя: компрессор, двигатель, питающий компрессор, собственные нужды и система, обеспечивающая безотказную работу машин; установка газоочистки и устройства охлаждения газа. [1]

Вышеперечисленное оборудование нуждается в обеспечении, управлении и контроле. Для этого применяются системы управления, ответственными за которые назначаются операторы. Однако человеческий ресурс ограничен и не способен в реальном времени оперативно реагировать на быстропотекающие процессы, происходящие в электрооборудовании. Для этого необходима автоматика и автоматизация, которая завязана на анализе большого количества данных. Для оптимизации процессов анализа, контроля и управления предлагается рассмотреть возможность применения искусственного интеллекта.

Литература

1. Григорьева О., Боруш О. Парогазовые установки. – Litres, 2022.
2. Горелько Н.П. Искусственный интеллект в нефтегазовой отрасли, актуальность разработки моделей виртуальных анализаторов качества октанового числа: статья [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/iskusstvennyy-intellekt-v-neftegazovoy-otrasli-aktualnost-razrabotki-modeley-virtualnyh-analizatorov-kachestva-oktanovogo-chisla/viewer> (дата обращения: 27.02.2025)
3. Емельянов В.В., Курейчик В.В. Теория и практика эволюционного моделирования. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2003.
4. Еремин Н.А., Селенгинский Д.А. О возможностях применения методов искусственного интеллекта в решении нефтегазовых задач: статья [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/o-vozmozhnostyah-primeneniya-metodov-iskusstvennogo-intellekta-v-reshenii-neftegazovyh-zadach/viewer> (дата обращения: 27.02.2025)
5. Коньков А.Ю. Газотурбинные установки компрессорных станций: учебное пособие. – Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 2023. – 127 с.
6. Хасанов М.Т. Текущие тенденции в применении искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли: статья [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/tekuschie-tendentsii-v-primeneni-iskusstvennogo-intellekta-v-neftegazovoy-otrasli/viewer> (дата обращения: 26.02.2025)
7. Единая система газоснабжения России: статья [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/about/production/transportation2>

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕЧЕТКОГО РЕГУЛЯТОРА С УТОЧНЯЮЩИМ КОЭФФИЦИЕНТОМ В СОСТАВЕ ВИРТУАЛЬНОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

Радько П.П.

Научный руководитель доцент А.А. Суворов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

В настоящее время наблюдается широкое внедрение объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и систем накопления электрической энергии (СНЭЭ) в электроэнергетическую систему как нашей страны, так и ряда других стран. Одно из наиболее перспективных направлений применения данного оборудования – обеспечение электроэнергией потребителей, удаленных от централизованного энергоснабжения. Однако внедрение ВИЭ в таких территориях может негативно сказаться на качестве электроснабжения, поскольку при традиционной системе управления сетевым инвертором объекты альтернативной генерации не участвуют в регулировании режимных параметров. Решить данную проблему можно с помощью применения современных систем управления гибридным инвертором напряжения, в частности, реализуемых на базе виртуального синхронного генератора (ВСГ) [5]. При этом оптимизация данной системы управления, имитирующей работу традиционной синхронной машины, под все вероятные схемно-режимные условия является весьма трудоемкой, а то и невыполнимой в полной мере задачей. Внедрение управляющих контуров на базе нечеткой логики в состав виртуального синхронного генератора позволит сделать систему управления более адаптивной, что может существенно улучшить степень устойчивости энергорайона и упростить эксплуатацию возобновляемых источников энергии.

В зарубежных работах нечеткие регуляторы (НР) в составе системы управления инвертором применяются для корректировки различных параметров. В большинстве из них, к примеру в [1, 4], изменению подвергается постоянная инерции. Это становится достижимо за счет того, что в ВИЭ данный параметр не определяется массой ротора, а полностью имитируется системой управления инвертора. Как следствие, его можно изменять в темпе процесса для наиболее оптимальной выдачи мощности после возмущений. Также исследуется регулирование коэффициента демпфирования [2, 4] и напрямую выдачи активной мощности [3]. Данная работа посвящена исследованию подходов модернизации нечеткого регулятора постоянной инерции с целью расширения диапазона изменяемых значений.

Рассматриваемая схема

Исследуемая модель представляет собой систему с одной шиной бесконечной мощности и одним идеальным источником постоянного тока (рис. 1). Связь между этими объектами формируется за счет инвертора напряжения с системой управления на базе виртуального синхронного генератора. В качестве возмущения моделируется увеличение нагрузки N . Управление углом электропередачи, а следовательно, и выходной мощностью, осуществляется подсистемой, изображенной на рис. 2. Из схемы видно, что для корректировки углов необходимо деление на постоянную инерции H_{VSG} . Данный факт важен, поскольку обязывает накладывать ограничения на диапазон изменения H_{VSG} : параметр не может быть равен нулю ни в какой из моментов времени.

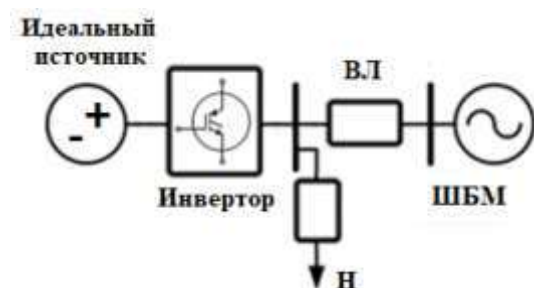


Рис. 1. Схема исследуемой энергосистемы

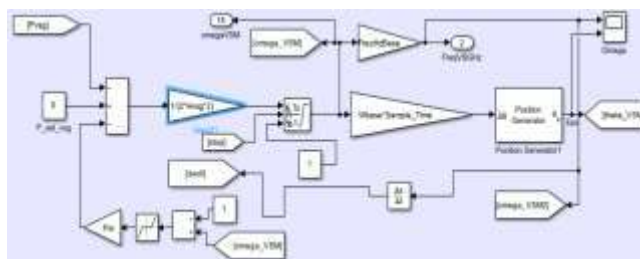


Рис. 2. Подсистема управления углом электропередачи

Внедрение нечеткого регулятора

Нечеткий регулятор, собранный в данной модели, можно описать следующим образом. Входными величинами являются отклонение и скорость отклонения частоты, затем, после процессов фазификации и дефазификации происходит формирование значения новой переменной H_{VSG1} . Правила соответствуют тем, что приведены в [1]. Стоит также отметить, что первоначальное значение $H_{VSG} = 4$ с, и нечеткий регулятор складывает его с dH , которое в свою очередь варьируется от -3,9 до 3,9. Функции принадлежности выходного параметра, а также поверхность вывода приведены на рис. 3.

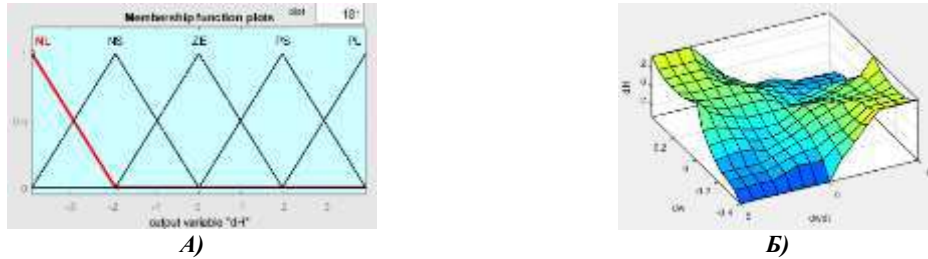


Рис. 3. Характеристики нечеткого регулятора: а) функции принадлежности выходного параметра; б) поверхность вывода

В данной конфигурации нечеткого регулятора учитывается ограничение $H_{VSG1} \neq 0$, при этом функции принадлежности заданы симметричными для прогнозируемости поверхности вывода. Однако совокупность этих двух факторов влечет за собой еще одно ограничение, не позволяющее H_{VSG1} увеличиваться на значение свыше 7,9 с. Этого ограничения можно избежать, добавив множитель, срабатывающий при $dH \geq 0$. Финальный вид нечеткого регулятора постоянной инерции приведен на рис. 4.

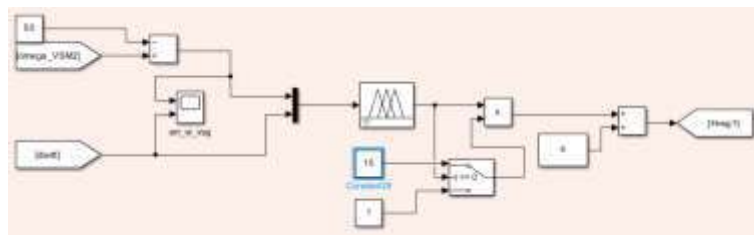


Рис. 4. Схема нечеткого регулятора в Matlab Simulink

Результаты экспериментов

Влияние нечеткого регулятора (с различными множителями при $dH \geq 0$) на протекание переходного процесса приведено на рис. 5. Из полученных результатов видно, что использование НР без множителя позволяет сократить предельное отклонение частоты на 18,8 %. Применение дополнительного множителя, позволяющего постоянной инерции достигать значений >35 с, увеличило сокращение параметра до 63,8 % относительно случая без НР. Стоит также отметить, что увеличение выходной активной мощности не является пропорциональным увеличению постоянной инерции за счет корректирующих контуров по току и напряжению в составе ВСГ.

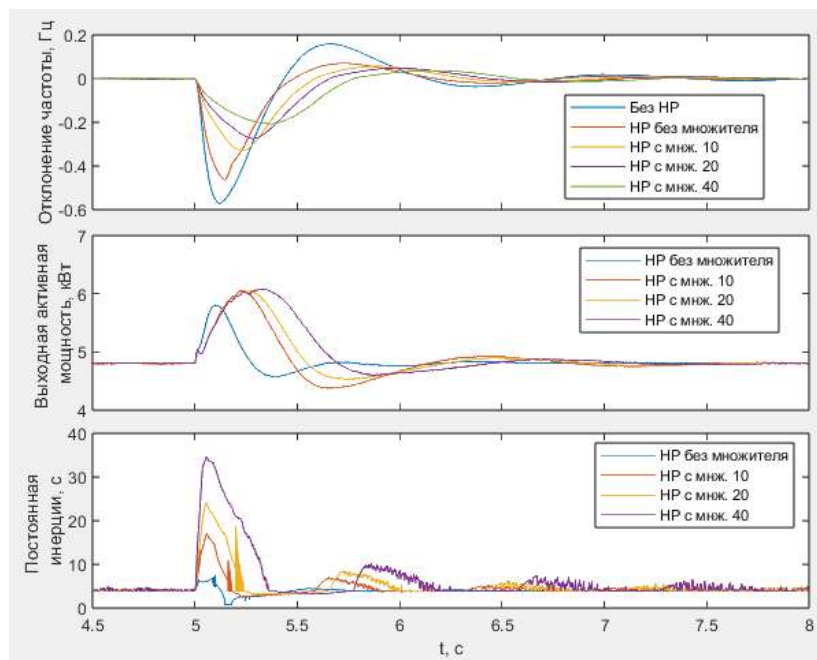


Рис. 5. Результаты экспериментов

Выводы

Применение нечеткого регулятора в составе системы управления инвертором позволило значительно сократить предельные отклонения частоты за счет более оптимального использования активной мощности. Использование уточняющего коэффициента, кратно увеличивающего диапазон прироста постоянной инерции улучшило эффективность нечеткого регулятора более чем в три раза.

В перспективах исследования разработать нечеткий регулятор, корректирующий постоянную демпфирования и оценить качество совместной работы двух регуляторов.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 24-29-00004.

Литература

1. Hu Y. et al. Fuzzy virtual inertia control for virtual synchronous generator //2016 35th Chinese Control Conference (CCC). – IEEE, 2016. – С. 8523-8527.
2. Jafari A., Rehim S., Bevrani H. Frequency Regulation Improvement in AC Microgrids: A Fuzzy-Based Extended Virtual Synchronous Generator Control //2023 9th International Conference on Control, Instrumentation and Automation (ICCIA). – IEEE, 2023. – С. 1-6.
3. Karimi A. et al. Inertia response improvement in AC microgrids: A fuzzy-based virtual synchronous generator control // IEEE Transactions on Power Electronics. – 2019. – Т. 35. – № 4. – С. 4321-4331.
4. Oboreh-Snapps O. et al. Improving virtual synchronous generator control in microgrids using fuzzy logic control // 2022 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia). – IEEE, 2022. – С. 433-438.
5. Суворов А.А. и др. Система автоматического управления силовым преобразователем на основе свободно конфигурируемой структуры виртуального синхронного генератора // Электричество. – 2022. – № 4. – С. 15-26.

ОБЗОР ПРОГРУЗОЧНЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Сарнаков Д.Д.

Научный руководитель ассистент В.Е. Рудник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Прогрузочные устройства представляют собой специализированные системы, предназначенные для тестирования и проверки работоспособности силового оборудования. Они используются для имитации реальных нагрузок, что позволяет оценить производительность, надежность и устойчивость оборудования в различных условиях эксплуатации.

Основное назначение прогрузочных устройств заключается в создании искусственной нагрузки, которая соответствует реальным рабочим параметрам. Благодаря прогрузочным устройствам можно выявить потенциальные слабые места, предотвратить возможные аварии и продлить срок службы оборудования. На данный момент имеется большое количество марок прогрузочных устройств, рассмотрим такие марки устройств, как РЕТОМ, УНЭП, СИНУС.

Сравнение прогрузочных устройств РЕТОМ, УНЭП и СИНУС позволяет определить их основные характеристики, сильные и слабые стороны, что помогает выбрать наиболее подходящее оборудование для конкретных задач.

РЕТОМ — это многофункциональный прибор, предназначенный для диагностики и тестирования релейной защиты, автоматики и силовых систем. Для сравнения возьмем модель РЕТОМ - 21. Он активно применяется в энергетике для проверки защитных устройств, кабелей, трансформаторов и других компонентов энергосистем. Данное устройство обладает широким функционалом, например, может измерить полную, активную или реактивную мощность, а также коэффициент полезного действия прибора, а также позволяет производить измерения с высокой точностью, производитель заявляет погрешность измерения менее 1 % [3]. Но вместе с тем, недостатком данного устройства является высокий ценник на его приобретение, что делает его покупку труднодоступной для небольших компаний.

Рассмотрим аналог данного устройства – УНЭП-2000. Оно активно используется в энергетике для тестирования оборудования среднего и высокого напряжения. Прибор обладает менее широким функционалом по сравнению с РЕТОМом, но прекрасно выполняет такие функции, как настройка реле переменного и постоянного тока, снятие характеристик намагничивания трансформаторов тока, обладает высокой мощностью и способен измерять ток до 2000 А. [2] Также данный прибор обладает меньшей стоимостью, почти в 2 раза дешевле, чем РЕТОМ, что делает его более привлекательным к покупке для узконаправленных компаний, но сам прибор достаточно массивный, в сборе до 30 килограммов, что осложняет его транспортировку.

СИНУС — это мощное устройство, используемое для тестирования и прогрузки силового оборудования. Для сравнения было взято устройство СИНУС-3600. Устройство обладает ещё большей мощностью и позволяет измерять ток до 3600 А, что позволяет ему работать с большими нагрузками. Имеет несколько режимов работы, ручной и автоматический. [1] Ограничен в функционале и предназначен в основном для испытания автоматических выключателей, но имеет меньшую погрешность измерения по сравнению с УНЭП-200, производитель заявляет до 3 %, (УНЭП-2000 – 5 %). Также данное устройство менее габаритно, что делает его более удобным для транспортировки, но устройство, всё равно, является достаточно массивным, (масса устройства 22 килограмма). Стоимость же данного устройства сопоставима со стоимостью УНЭП-2000, что делает его более привлекательным для покупки.

Итоговое сравнение

Все устройства можно рассматривать для использования, но в разных целях. Для комплексной диагностики и тестирования релейной защиты лучшим выбором будет РЕТОМ благодаря его многофункциональности, высокой точности и удобному интерфейсу. Для работы с мощным оборудованием и большими нагрузками подойдет УНЭП-2000, который обеспечивает высокую мощность и надежность, а также поддерживает широкий диапазон напряжений и токов. Для тестирования силового оборудования оптимальным вариантом станет СИНУС, так как он сочетает в себе высокую мощность, надежность и доступную стоимость. Можно отметить, что данные прогрузочные устройства давно введены в работу и зарекомендовали себя, как оборудование с высокой надёжностью и долгим сроком службы, поэтому выбор марки прогрузочного оборудования зависит от конкретных целей компании и бюджета.

Литература

1. Официальный сайт магазина СОЮЗ-ПРИБОР [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.souz-pribor.ru/catalog/energy_laboratory/ispytaniya-avtomaticheskikh-vyklyuchateley/sinus-3600/, свободный.
2. Официальный сайт магазина ЭЛЕКТРОНПРИБОР [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.electronpribor.ru/catalog/5/unep-2000.htm>, свободный.
3. Официальный сайт научно-производственного предприятия Динамика [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://dynamics.com.ru/production/retom-21/specification>, свободный.

РОЛЬ СНЭЭ В ИНТЕГРАЦИИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМУ

Седелева М.Д.

Научный руководитель доцент А.А. Суворов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние десятилетия за рубежом и в нашей стране большое внимание уделяется использованию возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В частности, их активно внедряют в автономные энергетические системы нефтегазовых месторождений. Согласно мировым тенденциям, объемы ввода генерирующей мощности на основе ВИЭ, таких как ветровые (ВЭС) и солнечные (СЭС) электростанции, в последние годы значительно превышают объемы традиционной генерации. По состоянию на 1 июля 2024 совокупная установленная мощность генерации ВИЭ в энергосистеме РФ достигла 6,18 ГВт. К 2035 году, если все запланированные проекты будут реализованы, включая второй этап программы ДПМ ВИЭ 2.0, суммарная установленная мощность объектов возобновляемой энергетики в России достигнет 17 ГВт, обеспечивая примерно 6 % от общей мощности энергосистемы России [1].

Эта трансформация структуры генерирующих мощностей в электроэнергетических системах (ЭЭС) требует внедрения инновационных решений для обеспечения стабильности и надежности электроснабжения. Главная трудность интеграции возобновляемой энергетики в энергосистему – нестабильность выработки, обусловленная погодными факторами и временем суток. Для повышения гибкости и управляемости энергосистемы ключевую роль играют системы накопления электрической энергии (СНЭЭ), разделяющие во времени производство и потребление, сглаживающие колебания выработки ВИЭ и обеспечивающие резерв мощности.

Принцип работы системы накопления электрической энергии (СНЭЭ), представленной на структурной схеме (рис. 1.), заключается в следующем: СНЭЭ подключается к электрической сети через точку подключения (ТПН), где датчики тока (ТИ) измеряют входящий или исходящий ток. Электрическая энергия из сети направляется в преобразователь (ПЭЭ), который преобразует ее переменное напряжение и ток в постоянный, необходимый для зарядки аккумулятора (АЭ). Контроллер ПЭЭ управляет работой преобразователя, регулируя напряжение, ток и другие параметры для оптимальной зарядки и разрядки. Преобразованная энергия поступает в АЭ, где и накапливается. Контроллер АЭ отслеживает состояние аккумулятора и управляет процессом зарядки/разрядки, обеспечивая оптимальную работу и продлевая срок его службы. Автоматизированная система управления (АСУ СНЭЭ) является центральным элементом управления, собирающим данные от контроллеров ПЭЭ и АЭ, а также от других датчиков и устройств. На основе этих данных АСУ СНЭЭ принимает решения о режиме работы (зарядка, разрядка, ожидание) и передает информацию в систему управления верхнего уровня. Каналы телеметрии позволяют дистанционно контролировать

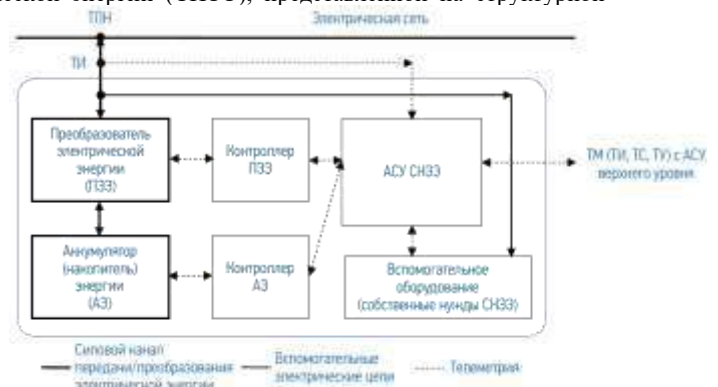


Рис. 1. Структурная схема СНЭЭ

и управлять СНЭЭ, передавая данные о состоянии системы и получая команды из диспетчерского центра энергосистемы [3].

Применение СНЭЭ с ВЭС и СЭС дает возможность станциям работать, используя фактически поступающую энергию ветра или солнца, без ограничений на объем выдаваемой в энергосистему мощности, что положительно сказывается на их технико-экономических показателях. Рис. 2 иллюстрирует, как СНЭЭ сглаживает кривую генерации солнечной электростанции, приводя ее в соответствие с требованиями плавного нарастания мощности утром, стабильной работы в течение дня и равномерного снижения вечером.

Интеграция СНЭЭ в составе ветровых и солнечных электростанций позволяет аккумулировать избыточную энергию, производимую в периоды максимальной генерации, для последующей ее подачи в энергосистему в часы пикового потребления. Такой подход способствует частичному обеспечению гарантированной мощности ВЭС и СЭС (в пределах емкости СНЭЭ), стабилизирует объем электроэнергии, и позволяет этим объектам участвовать в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) за счет увеличения мощности, выдаваемой СНЭЭ при снижении частоты в энергосистеме. Таким образом, СНЭЭ не только обеспечивают аккумуляцию энергии и сглаживание пиков генерации ВИЭ, но и играют важнейшую роль в поддержании стабильности и надежности энергосистемы с высокой долей возобновляемой энергии [4].

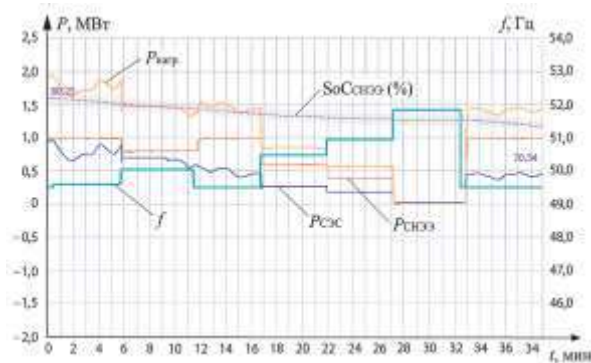


Рис. 3. Графики изменения параметров режима при проведении натурных испытаний по участию Бурзянской СЭС с СНЭЭ в ОПРЧ (SoCSнЭЭ – уровень заряда СНЭЭ)

аккумуляторных батарей. Однако выбор технологии для систем накопления энергии не ограничивается лишь литий-ионными аккумуляторами. На рынке представлены и другие решения, такие как свинцово-кислотные батареи и никель-кадмиевые батареи, которые могут использоваться в зависимости от специфики применения и требований к системе [3].

Параллельно с развитием технологий накопления энергии, важно отметить необходимость интеграции СНЭЭ в существующие системы управления электроэнергией. Это потребует внедрения современных информационных технологий и алгоритмов, позволяющих осуществлять надежное и эффективное управление как производством, так и потреблением электроэнергии.

С точки зрения экономической целесообразности, внедрение СНЭЭ в энергосистему также может привести к снижению затрат на электроэнергию. Эффективное управление избыточной выработкой позволяет сократить необходимость в резервных источниках генерации на базе традиционных углеводородных энергоносителей, что в свою очередь содействует снижению углеродного следа и развитию энергетики.

Выводы

Системы накопления электрической энергии играют ключевую роль в интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему, обеспечивая ее стабильность, надежность и гибкость. СНЭЭ позволяют сглаживать колебания генерации ВИЭ, обеспечивать резерв мощности, участвовать в регулировании частоты и напряжения, а также повышать экономическую эффективность ВИЭ-генерации.

В будущем ожидается дальнейшее снижение стоимости СНЭЭ, повышение их эффективности и интеграция с цифровыми технологиями и «умными» сетями. Это позволит значительно увеличить долю ВИЭ в энергобалансе и создать устойчивую и экологически чистую энергетическую систему.

Литература

1. Ассоциация развития возобновляемой энергетики. Текущий статус и перспективы развития [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://irreda.ru/products/yearly-reviews/review-2632>.

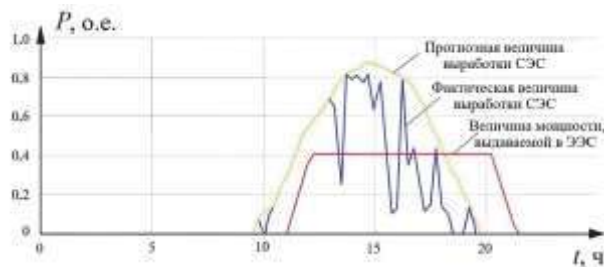


Рис. 2. Суточный график выработки электроэнергии СЭС с СНЭЭ, активная мощность СЭС

Рис. 3 иллюстрирует результаты реальных испытаний Бурзянской СЭС с СНЭЭ по участию в ОПРЧ при её снижении в энергосистеме. Активная мощность СЭС и СНЭЭ регулировалась независимо. При падении частоты в энергосистеме ниже порогового значения (49,9 Гц), требуемая мощность, генерируемая СЭС для первичного регулирования, рассчитывается исходя из текущей выработки активной мощности. При этом, необходимая активная мощность выдается в энергосистему от СНЭЭ. В случае превышения частоты в энергосистеме верхнего порогового значения (50,1 Гц), происходит автоматическое снижение выдаваемой мощности СЭС и СНЭЭ.

В настоящее время наиболее распространены солнечные электростанции, оснащенные СНЭЭ на основе литий-ионных

2. Владимиров Л.В. Накопители электрической энергии в системах децентрализованного электроснабжения // Вестник Югорского государственного университета. – 2024. – Т. 20. – № 1. – С. 31-35.
3. Елистратов В.В. Режимы работы установок и энергокомплексов на основе возобновляемых видов энергии: учеб. пособие / В.В. Елистратов, И. Г. Кудряшева. – СПб.: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – 157 с.
4. Илюшин П.В. Анализ опыта применения систем накопления электроэнергии для повышения гибкости электроэнергетических систем / П.В. Илюшин, И.Д. Георгиевский // Релейная защита и автоматизация. – 2024. – № 3. – С. 46-54.

РАЗРАБОТКА ЦИФРОВОЙ СРЕДЫ ДЛЯ ИСПЫТАНИЙ ТЕРМИНАЛОВ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРОТОКОЛОВ СВЯЗИ

Слива А.В.

Научный руководитель кандидат технических наук Ю.Д. Бай

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Web Supervisory Control and Data Acquisition (Веб-система диспетчерского управления и сбора данных) предназначена для дистанционного мониторинга и управления технологическими процессами, без необходимости установки дополнительного специализированного клиентского программного обеспечения. Такая система позволяет проводить в лабораторных условиях испытания микропроцессорных устройств релейной защиты путем создания цифровой интерактивной схемы защищаемого объекта. С ее помощью можно моделировать аварийные ситуации для проверки корректности настроек защит терминала [1].

Связь между блоком микропроцессорной релейной защиты и автоматизированным рабочим местом осуществляется через сетевой кабель RJ45. На физическом уровне для передачи используется интерфейс RS-485. Принцип основан на балансной передаче данных посредством витой пары. Передача сигнала происходит по двум проводам. Один из проводов обладает положительным потенциалом, а второй – отрицательным, и наоборот. Таким образом, из-за разности потенциалов обеспечивается обмен сигналами между устройствами. Достоинством является устойчивость к одновременной смене потенциала проводов. Логический уровень определяет правила передачи информации, для этого используется протокол Modbus Remote Terminal Unit. Стандарт Modbus Remote Terminal Unit осуществляет сбор информации по принципу «ведущий – ведомый». «Ведущий» формирует пакет данных для отправки и обратного приема информации с одного или нескольких «ведомых» устройств. Таким образом, сигнал содержит кадр запроса и ответа. Достоинством режима Remote Terminal Unit является небольшой размер пакета данных, что положительно сказывается на длительности передачи [2].

В качестве блока микропроцессорной релейной защиты используется терминал от компании «Механотроника» БМР3-51. Подача токов и напряжений на него осуществляется с помощью РЕТОМ-71. Настройка осуществляется через программу производителя терминала «Конфигуратор-МТ». Для создания интерактивной схемы будет использоваться программный комплекс «WebScadaMT» от компании «Механотроника».

На первом этапе производится настройка терминала через «Конфигуратор-МТ». Для записи настроек необходимо подключить терминал к автоматизированному рабочему месту через USB. В разделе коммуникации настраивается интерфейс RS-485. Далее в подразделе Modbus RTU требуется сформировать список данных для мониторинга и сохранить их в формате Excel таблицы для загрузки в веб-систему. Для следующего раздела необходимо выбрать виды защит и рассчитать их параметры. После этого производится назначение защит на соответствующие дискретные выходы. В результате настройки «ведомого» устройства, параметры требуется загрузить в терминал.

На втором этапе осуществляется настройка протокола для сервера. После запуска «WebScadaMT» создается проект для записи настроек протокола «ведущего» устройства, а также параметров оборудования и интерактивной схемы. В разделе опрос выбирается протокол Modbus RTU. Для работы необходимо загрузить список данных для мониторинга в формате Excel, который был сформирован ранее, после в подразделе производится настройка COM порта. Параметры COM порта задаются такие же, как и в интерфейсе RS-485 терминала.

Третий этап состоит из создания и настройки вкладки «Дерево оборудования», а также формирования интерактивной схемы защищаемого объекта. В разделе «Оборудование» необходимо добавить шаблон выключателя. В окне с его параметрами производится настройка во вкладке «Состояние». Для положения «Включен» из вкладки между столбцом «Дерево оборудования» и окном настроек выключателя выбирается параметр, который отвечает за подачу сигнала с терминала на включение выключателя. Аналогично присваивается значение для положения «Отключен». Также необходимо назначить параметр для визуального отображения состояния выключателя. Далее в «Дерево оборудования» необходимо добавить измерительные трансформаторы тока и напряжения, чтобы присвоить им параметры для отображения измеряемых токов и напряжений. После создания и настройки оборудования, осуществляется создание интерактивной схемы во вкладке «Мнемосхемы». Защищаемым объектом является отходящая линия 35 кВ с одним выключателем. Трансформаторы тока устанавливаются на фазу А и С. На шину устанавливается измерительный трансформатор напряжения. Измерения токов и напряжений выводятся в таблицы на схеме.

На четвертом этапе проводятся испытания терминала. Так как в физической схеме не используются трансформаторы токов и напряжений, то на аналоговые входы БМР3-51 подаются величины вторичных цепей. К клеммнику «3» терминала подключаются два дискретных выхода РЕТОМ-71, которые отвечают за положение выключателя. Связь с автоматизированным рабочим местом осуществляется через интерфейс RS-485 и COM-порт COM17 по протоколу Modbus RTU. Для проверки стенда будет использоваться токовая отсечка без выдержки

времени с уставкой по току 3,75 А. При подаче с РЕТОМ-71 тока величиной, равной 3,75 А или выше на терминале релейной защиты происходит срабатывание реле и подается сигнал на отключение выключателя с последующим изменением иконки выключателя на интерактивной схеме.

Итак, разработанная среда обладает гибкостью настройки, что позволяет моделировать ситуации, приближенные к реальным, и предоставляет возможность визуально оценивать правильность настроек защит.

Литература

1. Афоничев Д.Н. Основы научных исследований в электроэнергетике. – 2016.
2. Ланских, Ю.В. Промышленные контроллеры: учебное пособие / Ю.В. Ланских, В.Г. Ланских. – Киров: ВятГУ, 2022. – 108 с. – Текст: электронный. – Лань: электронно-библиотечная система. – URL: <https://e.lanbook.com/book/408551> (дата обращения: 28.02.2025). – Режим доступа: для авториз. пользователей.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ РЗИА

Томашов Д. В.

Научный руководитель к.т.н. доцент А. А. Суворов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г Томск, Россия

Ни секрет, что комплекс релейной защиты и автоматизации является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна полноценная и надежная работа современных энергетических систем и предназначенная для защиты энергосистем и ее элементов от опасных последствий повреждений и ненормальных режимов.

Так, главной задачей РЗИА является быстрая автоматическая ликвидация или локализация аварии. При этом работа данного комплекса тесно связана с другими видами электрической автоматики, необходимой для предотвращения развития аварийных нарушений и быстрого восстановления нормального режима работы энергосистемы и электроснабжения потребителей; автоматического повторного включения; автоматического включения резервных источников питания; автоматической частотной разгрузки и прочее.

Ко всему вышесказанному можно добавить, что это весьма прогрессирующая область электроэнергетики, которая ещё примерно 30 лет назад занималась исследованиями и разработкой первых устройств релейной защиты на микропроцессорной основе – сегодня выпускает их в больших количествах и полученный продукт массово внедряется на различного рода производствах и прочее.

Так, осуществляется модернизация или своего рода реконструкция комплекса, в ходе которой релейная защита на электромагнитной и электромеханической базе заменяется микропроцессорными устройствами. И если говорить об эффективности, то стоит выделить преимущества более современных реле:

- Многофункциональность;
- Компактность;
- Возможность самодиагностики;
- Более высокая чувствительность;
- Точность измерений;
- Фиксация неисправностей;
- Меньшая нагрузка на трансформаторы тока;
- Меньшее потребление электрической энергии;
- Более простой выбор уставок;
- Возможность быть частью автоматизированной системы управления технологическими процессами;
- Наблюдаемость;

Тем не менее для данного типа защит и автоматики имеются и свои недостатки, которые заключаются в следующем:

- Высокая стоимость;
- Надёжный источник оперативного тока;
- Наличие электромагнитной совместимости;
- Малый рабочий температурный диапазон;
- Сбои в работе программного обеспечения;
- Необходимость информационной безопасности;
- Дополнительное обучение персонала по программированию и работе с микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики;
- Низкая ремонтопригодность.

Тем не менее, достоинств релейной защиты нового поколения всё же больше и её интеграция в электроэнергетических системах неизбежна, а перечисленные недостатки, с течением времени и возникновением новых идей – устраняемы.

Далее для наглядности, при помощи конкретного примера, представлено изображение блока микропроцессорных защит (рис. 1).



Рис. 1. Микропроцессорный блок защиты присоединений БЗП-02 компании «Микропроцессорные технологии»

Таким образом, внешне микропроцессорная аппаратура релейной защиты и автоматики представляют из себя блок с набором дискретных входов и выходов, клеммами питания и отдельно выведенным экраном и консолью управления, хотя стоит отметить, что существует немало других устройств, в которых пульт и блок защит совмещаются в одном устройстве.

Ниже представлены функциональная схема (рис. 2), а также внешние цепи блока (рис. 3).

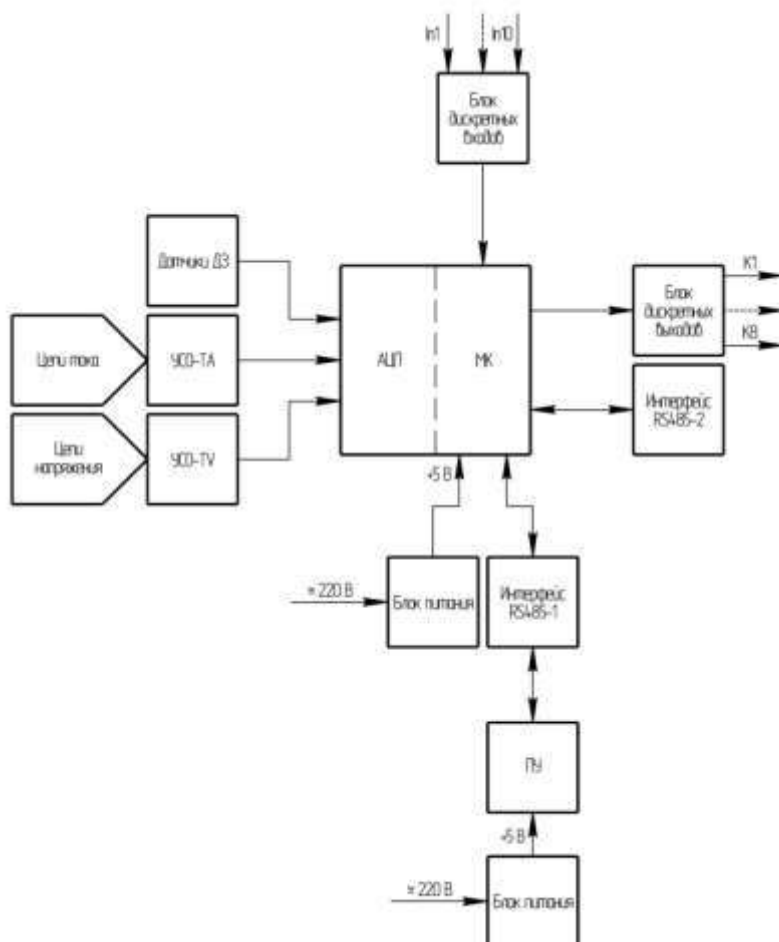


Рис. 2. Функциональная схема блока

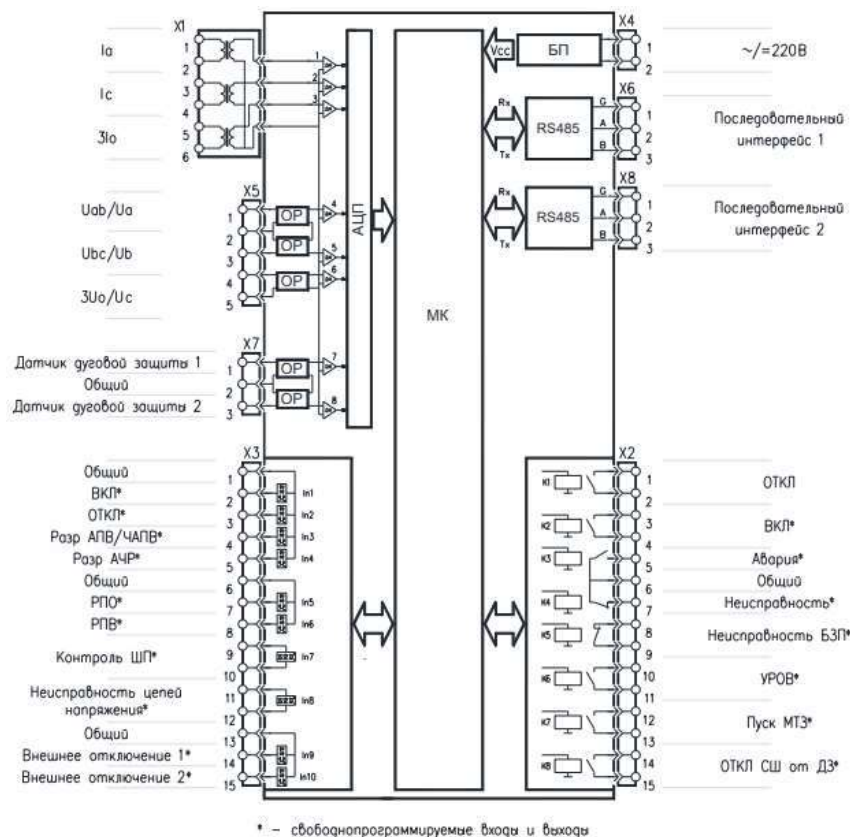


Рис. 3. Внешние цепи блока

Данное оборудование монтируется непосредственно в релейный отсек ячеек комплектных распределительных устройств подстанции, или с лицевой стороны сборной камеры одностороннего обслуживания.

В свою очередь всё это связано с модулем управления выключателя, который соединён через специальный «шлейф» самим выключателем.

Литература

1. Кузьмин И.Л., Иванов И.Ю., Писковацкий Ю.В. Микропроцессорные устройства релейной защиты. – 2015.
2. Исмагилов Ф.Р., Ахматнабиев Ф.С. Микропроцессорные устройства релейной защиты энергосистем. – 2009.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СТАТКОМ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ Уманский И.В.

Научный руководитель доцент Р.А. Уфа

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обязательным условием нормального электроснабжения электроустановок потребителей является соблюдение необходимого качества и количества электрической энергии. В свою очередь, промышленность, связанная с освоением недр, характеризуется высокой нелинейностью нагрузок, а также частой удаленностью объектов от централизованной генерации. В данном контексте наблюдается тенденция увеличения использования высоковольтных полупроводниковых элементов, в том числе преобразователей тока и напряжения. Кроме того, одним из актуальных направлений развития энергетического сектора как в России, так и за рубежом является применение гибридных электрических сетей. В такой ситуации возникает серьезная проблема качества электроэнергии, включающая в себя как значительные отклонения действующего напряжения от номинальных значений, так и наличие высокого гармонического ряда в сети [1].

В качестве решения данной проблемы могут выступать устройства гибкой передачи тока (FACTS – Flexible Alternative Current Transmission Systems). Одним из устройств FACTS является статический синхронный компенсатор (СТАТКОМ), используемый для регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, а также для повышения устойчивости энергосистемы (рис. 1) [2].

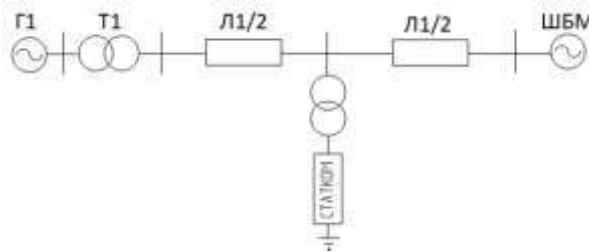


Рис. 1. Структурная схема электрической системы со СТАТКОМ

Для схемы, изображенной на рис. 1, оценим влияние наличия СТАТКОМ на статическую устойчивость по методу малого сигнала. Для этого представим данную электрическую систему в виде матричного уравнения [3].

$$\dot{X} = A \cdot X + B \cdot U, (1)$$

где $\dot{X}$ – матрица выходных переменных значений, A – матрица постоянных данных, X – матрица переменных состояния, B – матрица со зависимых данных, U – матрица входных данных.

При начальных условиях (длина линии электропередач 100 км) корни характеристического уравнения (1) λ_1 и λ_2 (схема со СТАТКОМом и без соответственно), имеют значения:

$$\lambda_1 = \begin{bmatrix} -35,418 \\ -19,1174 \\ -0,21364 + j3,8263 \\ -0,21364 - j3,8263 \\ -1,9464 \\ -0,07921 \end{bmatrix}, \lambda_2 = \begin{bmatrix} -32,835 \\ -22,0679 + j9,08 \\ -22,0679 - j9,08 \\ -0,4878 + j4,467 \\ -0,4878 - j4,467 \\ -2,006 \\ -0,13997 \end{bmatrix}$$

Для данного матричного уравнения тренд эквивалентов матрицы, определяющий состояние по малому сигналу, в зависимости от длины линии электропередач, принимает следующие изменения (рис. 2) [3]:

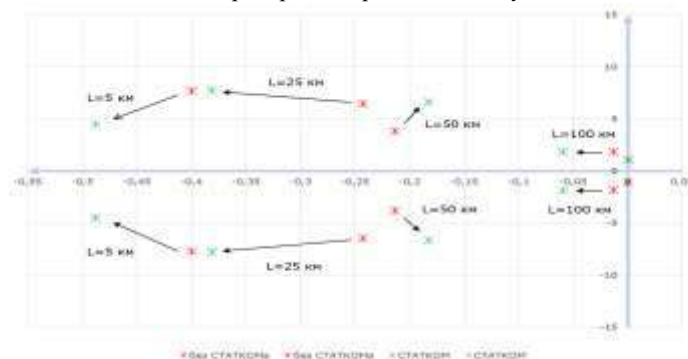


Рис. 2. Направление тренда эквивалентов матрицы состояния

По такому же принципу проведем оценку влияния СТАТКОМ на статическую устойчивость генератора с АРВ сильного действия (рис. 3) [4].

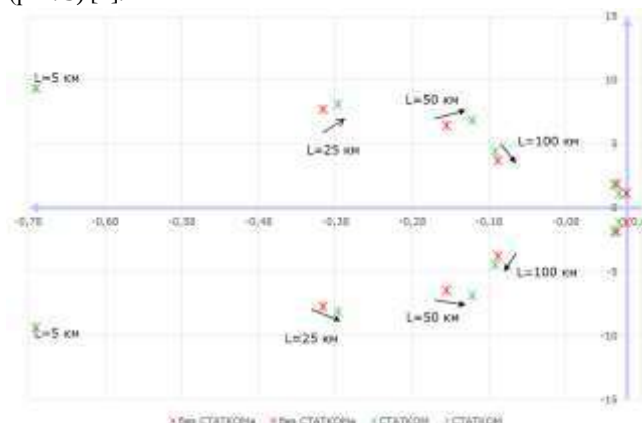


Рис. 3. Направление тренда эквивалентов матрицы состояния для генератора с АРВ СД

Оценим влияние на динамическую устойчивость изменяя мощность СТАТКОМа от 100 до 600 МВА (рис. 4).

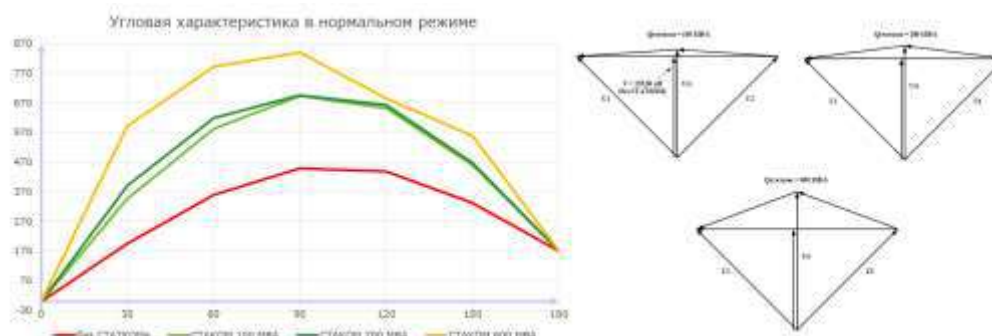


Рис. 4. Угловые характеристики и векторные диаграммы в зависимости от мощности СТАТКОМ

На основании проведенных экспериментов можно сделать вывод, что включение СТАТКОМа в схему электрической сети увеличивает запас статической устойчивости в том числе для генераторов с АРВ сильного действия, хотя влияние на запас устойчивости для генераторов с АРВ значительно меньше, чем для генераторов без АРВ. С увеличением мощности СТАТКОМ повышается амплитуда мощности угловой характеристики и, как следствие, площадка торможения.

Литература

1. Уманский И.В. Системы управления сетевыми инверторами по принципу «ведущий» // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXVII Международного молодежного научного симпозиума имени академика М.А. Усова, посвященного 160-летию со дня рождения академика ВА Обручева и 140-летию академика М.А. Усова, основателям Сибирской горно-геологической школы, 3-7 апреля 2023 г., г. Томск. Т. 2. – 2023. – С. 246-247.
2. Уманский И.В. Алгоритмы трехфазной фазовой автоподстройки частоты и применение к статическому синхронному компенсатору (СТАТКОМ) / И.В. Уманский, Р.А. Уфа [Текст] // Бутаковские чтения: сборник статей IV Всероссийской с международным участием молодежной конференции / под ред. А.С. Ивашутенко; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2024. – С. 52-55.
3. Kundur P. et al. Power system stability // Power system stability and control. – 2007. – Т. 10. – № 1. – С. 7-1.
4. Lerch E.N., Povh D., Xu L. Advanced SVC control for damping power system oscillations // IEEE transactions on power systems. – 2002. – Т. 6. – № 2. – С. 524-535.
5. Суворов А.А. и др. Синтез и тестирование типовых структур систем автоматического управления на основе виртуального синхронного генератора для генерирующих установок с силовым преобразователем // Электрические станции. – 2022. – № 3. – С. 1088.

МАКСИМАЛЬНОЕ РАСТЕКАНИЕ КАПЕЛЬ ЭМУЛЬСИЙ ПОСЛЕ СОУДАРЕНИЯ С ТВЕРДОЙ ПОВЕРХНОСТЬЮ В РЕЖИМЕ ПУЗЫРЬКОВОГО КИПЕНИЯ

Хомутов Н.А.

Научный руководитель доцент М.В. Пискунов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исследование процесса падения капель жидкости на нагретые поверхности представляет важное направление в области теплофизики, теплообмена и гидродинамики [1]. Этот процесс имеет фундаментальное значение для понимания механизмов тепло- и массопереноса, а также широко применяется в различных промышленных и технологических процессах. Актуальность изучения данного явления обусловлена его практической значимостью для разработки и оптимизации систем охлаждения, тепломассообмена, нанесения покрытий и других технологий, где взаимодействие капель с поверхностью играет ключевую роль [2]. Падение капель на нагретые поверхности сопровождается сложными физическими процессами, такими как испарение, кипение, растекание, отскок и разрушение капли [3, 4]. Эти процессы зависят от множества факторов, включая температуру поверхности, физико-химические свойства жидкости, скорость и размер капли, а также смачиваемость поверхности [5, 6]. Понимание механизмов взаимодействия капель жидкостей с нагретыми стенками позволяет не только улучшить теоретические модели, но и разработать более эффективные технологии для промышленного применения.

Особый интерес представляет изучение режимов взаимодействия капель с поверхностью при интенсивном теплообмене, таких как пузырьковое кипение, переходное кипение и пленочное кипение. Эти режимы определяют интенсивность теплообмена и динамику поведения капли, что имеет важное значение для проектирования теплообменных устройств, систем охлаждения и других технологических процессов. Кроме того, исследование падения капель на нагретые поверхности актуально для задач, связанных с управлением тепловыми потоками в условиях высоких температур, что особенно важно в энергетике, аэрокосмической промышленности и микроэлектронике. Несмотря на то, что большинство исследований основано на соударении однокомпонентных капель с поверхностью, значительная часть современных технологических процессов базируется на использовании многокомпонентных жидкостных систем. В связи с этим актуальной научной задачей остается исследование процесса взаимодействия многокомпонентных жидкостей, имеющих разветвленную межфазную границу, с поверхностью.

Целью настоящего исследования является определение вклада температуры поверхности соударения, начальной скорости капель топливных эмульсий и их свойств в достижение максимального растекания капель после их соударения с твердой поверхностью в условиях пузырькового кипения.

Эмульсии Э1-Э3 изготавливались из следующих компонентов: н-декан (производство компании «Кемстор», Россия, степень чистоты $\geq 99\%$), дистиллированная вода в качестве дисперсной фазы и эмульгатор Спан 80 (сорбитан моноолеат, Span 80, CAS 1338-43-8). Выбор данного поверхностно-активного вещества (ПАВ) обусловлен его способностью эффективно стабилизировать эмульсии типа «вода-в-масле». Эмульсии изготавливались путем смешивания компонентов с использованием гомогенизатора при скорости вращения 10000 об/мин в течение 5 минут. Свойства жидкостей (вязкость, поверхностное натяжение, плотность) измерялись при нормальных условиях для свежеприготовленных образцов эмульсий.

Регистрация процессов соударения капель с поверхностью осуществлялась методом теневой фотографии. Для высокоскоростной видеорегистрации стенд оснащался двумя высокоскоростными видеокамерами Phantom Miro M110 (скорость съемки 300 кадр/с, разрешение 1280×720 пикселей) для съемки под углом 45° и Phantom Miro M310 (скорость съемки 11 тыс. кадр/с, разрешение 512×512 пикселей) для съемки снизу. Система нагрева представляла хомутовый нагреватель с блоком управления. Нагреватель монтировался на металлический цилиндр, по центру которого сделано сквозное отверстие для возможности наблюдения за процессом снизу. Над отверстием располагалась подложка из кварцевого стекла диаметром 26,5 мм и толщиной 5 мм. Регулирование температуры происходило ПИД-регулятором. Система нагрева позволяет варьировать температуру от 30 до 500 $^\circ\text{C}$ с отклонением от заданного значения $\pm 2^\circ\text{C}$.

Высота сброса капель изменялась за счет модуля линейного перемещения с интегрированным сервоприводом СПШ 20-23017/2000Z. Данный модуль используется для линейного вертикального перемещения системы генерации капель. Значения скорости капель в момент взаимодействия со стенкой U_0 составляли $0,8 \pm 0,1$ м/с, $2 \pm 0,1$ м/с и $3,7 \pm 0,1$ м/с. К системе генерации подключается внешний контур криостата КРИО-ВТ-12-01 (рабочая жидкость – Тосол А-40, диапазон рабочих температур $-30 \dots +200^\circ\text{C}$, точность поддержания температуры $\pm 0,1^\circ\text{C}$) для контроля температуры генерируемой в виде капель жидкости. Температура жидкости до взаимодействия с подложкой не превышала $20 \pm 0,1^\circ\text{C}$. Жидкость в системе генерации прокачивается дозирующим перистальтическим насосом LongerPump BT100-1F (установленный объем дозирования 0,01 мл). Начальная температура поверхности T_c изменялась в диапазоне от 140 до 260 $^\circ\text{C}$. Для обезразмеривания температуры поверхности T_c используется выражение: $\theta = (T_c - T_{\text{кип}}) / (T_{\text{кип}} - T_0)$, где θ – безразмерная температура, T_0 – начальная температура жидкости, $T_{\text{кип}}$ – температура кипения жидкости. Выбранный диапазон температур позволяет идентифицировать режим пузырькового кипения для всех исследуемых жидкостей. Для описания динамики растекания используется коэффициент максимального растекания $\beta_{\text{макс}} = D_{\text{макс}} / D_0$, где $D_{\text{макс}}$ – максимальный диаметр растекания, D_0 – начальный диаметр капли, равный $2,2 \pm 0,1$ мм.

Для установления влияния температуры поверхности соударения, силы инерции и свойств жидкостей на поведение значений коэффициента максимального растекания $\beta_{\max}$ представлены и проанализированы зависимости $\beta_{\max}$ от безразмерной температуры поверхности нагрева θ и комплексного параметра $WeOh^{-1}$ на основе чисел Вебера, We , и Онезорге, Oh (рис).

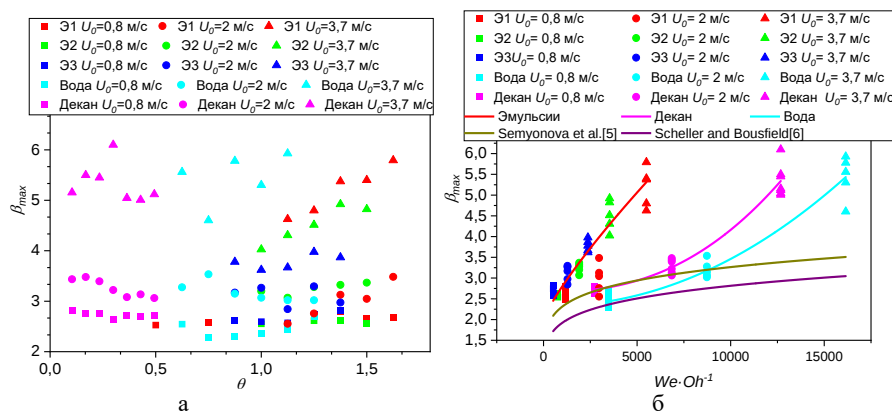


Рис. Значения коэффициента максимального растекания $\beta_{\max}$ капель рассматриваемых жидкостей при изменении безразмерной температуры поверхности соударения θ (а); тенденции изменения значений коэффициента максимального растекания $\beta_{\max}$ в зависимости от комплексного параметра $WeOh^{-1}$ (б)

Результаты анализа, представленные на рисунке 1а, свидетельствуют о том, что значения коэффициента максимального растекания капель исследуемых жидкостей в условиях пузырькового кипения в значительной степени обусловлены изменением U_0 . Наименьшее влияние температуры поверхности на параметр $\beta_{\max}$ наблюдается для эмульсий при $U_0 = 0,8$ м/с. Однако при повышении U_0 до 2 и 3,7 м/с отмечается нелинейный характер зависимости $\beta_{\max}$ от безразмерной температуры, что проявляется в увеличении диапазона варьирования значений $\beta_{\max}$. При увеличении массовой доли воды в эмульсиях с 20 % (эмульсия Э1) до 40 % (эмульсия Э3) наблюдается значительное снижение $\beta_{\max}$ с ростом θ (рис. а). Нелинейная динамика изменения $\beta_{\max}$ в условиях пузырькового кипения эмульсий объясняется существенным влиянием их вязкости, которая увеличивается приблизительно в два раза при повышении концентрации воды. Это приводит к необходимости затраты большей кинетической энергии для обеспечения растекания жидкой пленки по поверхности.

Анализ тенденций изменения $\beta_{\max}$ для капель исследуемых жидкостей (рис. б) позволяет выделить ряд особенностей, которые могут быть связаны с влиянием теплообмена между растекающейся жидкостной пленкой и нагретой поверхностью в условиях пузырькового кипения. С ростом инерции (т. е. U_0) наблюдается резкое увеличение значений коэффициента максимального растекания, что существенно отличается от предсказаний моделей [5, 6] (рис. 1, б). При $U_0 = 0,8$ м/с поведение $\beta_{\max}$ в целом согласуется с указанными моделями, особенно для однородных жидкостей. При $U_0 = 3,7$ м/с деформация капли при соударении сильно влияет на толщину пленки жидкости, критически уменьшая ее. Резкое увеличение $\beta_{\max}$ может быть обусловлено интенсификацией теплообмена, которая усиливается с ростом инерции капли, увеличивая площади контакта жидкости с поверхностью. Динамика растекания жидкостей Э1 – Э3 имеет схожий характер. Анализ тенденций роста $\beta_{\max}$ (рис. 1, б) позволяет четко выделить влияние природы жидкости на процесс растекания.

В рассматриваемых условиях поведение $\beta_{\max}$ может быть описано функцией одного вида. Так, значения $\beta_{\max}$ для капель эмульсий при пузырьковом кипении описываются эмпирическим выражением: $\beta_{\max} = 1,98 + 0,00272(WeOh^{-1})^{0,82}$ с коэффициентом детерминации $R^2 = 0,9$. Для однокомпонентных жидкостей выведены следующие выражения: $\beta_{\max} = 2,66 + 2,47 \cdot (We \cdot Oh^{-1})^{2,44}$ для капель воды с $R^2 = 0,94$ и $0,95$, соответственно. и $\beta_{\max} = 2,31 + 5,2(WeOh^{-1})^{2,08}$ для капель н-декана.

Таким образом показано, что значения коэффициента максимального растекания капель исследуемых жидкостей в условиях пузырькового кипения в большей степени обусловлены изменением U_0 . Влияние температуры поверхности на растекание капель проявляется при скоростях U_0 до 2 и 3,7 м/с.

Литература

1. Yarin A.L. Drop impact dynamics: splashing, spreading, receding, bouncing. // Annu. Rev. Fluid Mech. – 2006. – Т. 38. – № 1. – С. 159-192.
2. Marengo M. et al. Drop collisions with simple and complex surfaces // Current Opinion in Colloid & Interface Science. – 2011. – Т. 16. – № 4. – С. 292-302.
3. Yarin A.L., Roisman I.V., Tropea C. Collision phenomena in liquids and solids. – Cambridge University Press, 2017.
4. Bhat M., Sakthikumar R., Sivakumar D. Fuel drop impact on heated solid surface in film evaporation regime // Chemical Engineering Science. – 2019. – Т. 202. – С. 95-104.
5. Piskunov M. et al. Effects of wall temperature and temperature-dependent viscosity on maximum spreading of water-in-oil emulsion droplet // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2022. – Т. 185. – С. 122442.
6. Scheller B.L., Bousfield D.W. Newtonian drop impact with a solid surface // AIChE Journal. – 1995. – Т. 41. – № 6. – С. 1357-1367.

**СОЗДАНИЕ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА УСТАНОВКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ
С ФУНКЦИЕЙ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ УПРАВЛЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ**

Чернышов М.Н.^{1,2}, Долгов И.Р.¹, Сапрыкина М.П.^{1,2}

Научный руководитель – к.т.н., главный эксперт по цифровизации А.Г. Зебзеев

¹АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

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

Нефтегазовая отрасль характеризуется работой технологического оборудования в широком диапазоне значений, в следствии чего обеспечивается значительное накопление данных, которые можно применять для управления технологическим процессом.

Некоторые типичные проблемы, с которыми сталкиваются нефтегазовые компании, требуют системного подхода к управлению большими данными. Например, при проведении процесса подготовки нефти и пластовой воды всегда стояла задача определить оптимальные параметры технологического режима. Оптимальные параметры технологического режима – это те, при которых наблюдаются наименьшие операционные затраты, в условиях обеспечения соответствующего качества получаемой продукции. Для решения этой задачи необходимы передовые методы моделирования. Огромные объемы информации, получаемые в процессе контроля за процессами, могут быть проанализированы и структурированы в математические модели.

За последнее десятилетие цифровые технологии находят все более широкое применение в нефтяной промышленности. Ежедневное получение больших объемов данных стало катализатором появления различных новых технологий, облегчающих производственные операции. Эти инструменты помогают собирать, обрабатывать и тщательно анализировать огромное количество постоянно растущих данных [1].

Нефтяная система – это система, в которой все элементы взаимосвязаны друг с другом. В большинстве случаев она классифицируется по высокому уровню гетерогенности, последовательности и структурному сходству. Цифровизация нефтяной системы в основном означает концептуализацию связей между нефтяными подсистемами. Отраслевые большие данные обычно многомерны и описывают неоднородность процессов.

Цифровизация нефтегазовой отрасли приводит к изменению бизнес-моделей нефтяных компаний, предоставляет новые возможности получения доходов и повышает ценность информационных технологий.

Цифровизация нефтегазовой отрасли в России – это новое направление в сфере повышения степени автоматизации и эффективности технологических процессов. В исследовании [2] показана система поддержки принятия решений для повышения энергоэффективности насосных агрегатов на нефтеперекачивающей станции. Исследование [3] охватывает цифровизацию объектов добычи нефти, где инструментом цифровых технологий являются различные регуляторы с дискретными термами.

Целью данной работы является создание цифровой модели процесса подготовки нефти и пластовой воды.

Для достижения цели, перед разработчиками появляется большой комплекс задач, которые необходимо решить, от сбора и анализа исходных данных, восстановления пропущенных значений, до создания совокупности прогнозных математических моделей.

Основа цифровой модели – прогнозные математические модели, исходными данными для которых являются реальные производственные показатели работы технологического оборудования. Построение моделей осуществляется при помощи методов машинного обучения.

Одним из инженерных решений, которое возможно применить для мультипараметрического управления процессом подготовки нефти, является прогнозная математическая модель, позволяющая определять обводненность продукции на выходе аппарата. Данная система предназначена для прогнозирования технологического процесса в режиме реального времени. Управление системой осуществляется через операторский интерфейс, необходимый для вывода результатов моделирования и преобразования команды оператора АРМ в управляющее воздействие на технологический процесс. В программное обеспечение рассматриваемой модели могут быть включены интеллектуальные сценарные алгоритмы и возможность управления целевыми технологическими параметрами (например, содержания воды в нефти на выходе из аппарата).

На текущий момент при помощи методов машинного обучения на основании производственных данных сформирована математическая модель нефтегазосепаратора с предварительным сбросом воды (НГСВ). Достижение целевого значения обводненности нефти осуществляется за счет изменения / оптимизации параметров технологического процесса.

Концепция системы поддержки принятия решений (СППР) для реализованной математической модели предполагает, что оператор имеет возможность выбрать требуемый процент обводненности нефти, после чего происходит расчет комбинации параметров технологического процесса, обеспечивающих целевое значение обводненности (Рис.).

Рассматриваемая СППР, выполненная в концепции «Советник», позволяет прогнозировать требуемый расход деэмульгатора и температуру ведения процесса. В связи с тем, что наибольшей статьей операционных затрат на ведение технологического режима на промысловых установках, является расход деэмульгатора, то при неизменной температуре определяется оптимальная дозировка реагента, обеспечивающая требуемое значение обводненности. Далее, производится варьирование температуры и расчет минимального расхода деэмульгатора повторяется. После производится выбор наиболее оптимальной с точки зрения затрат конфигурации дозировки реагента и температуры, обеспечивающих целевое значение обводненности.

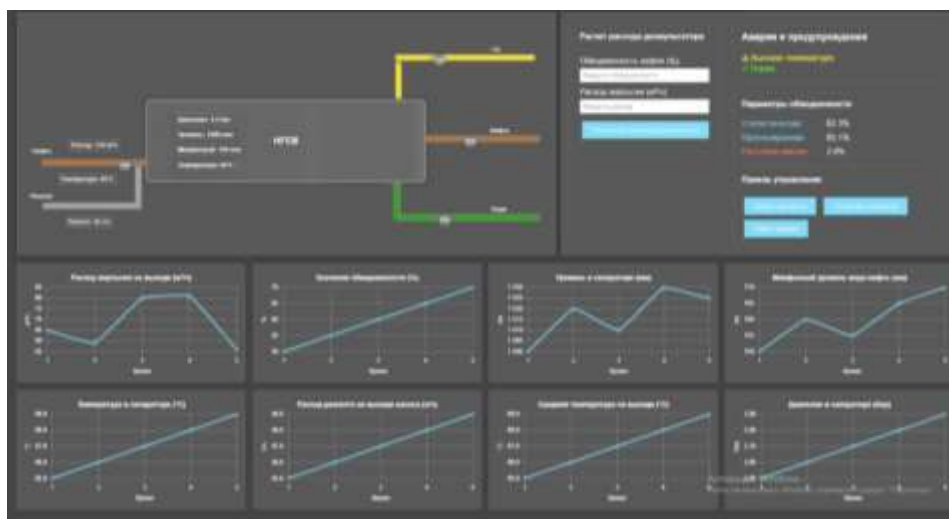


Рис. Прототип интерфейса СППР процесса обезвоживания нефти

Дальнейшие этапы работы – это масштабирование СППР на остальные ступени подготовки нефти и создание прогнозных математических моделей установки подготовки воды.

Для создания моделей установки подготовки воды требуется решить проблему восстановления исходных данных, а именно определение единичной загрузки аппарата глубокой очистки воды (АГОВ). Для решения данной проблемы было выбрано программное обеспечение Aspen HYSYS, с использованием модуля динамического моделирования.

Динамическая модель площадки аппаратов глубокой очистки воды учитывает размещение технологического оборудования, изометрию трубопроводов, технические характеристики арматуры, оборудования и трубопроводов, что позволяет точно определить единичную загрузку аппарата. Результаты проведения одного из сценарных расчетов определения единичной загрузки аппарата представлены в таблице.

Таблица

Результаты расчета определения единичной загрузки аппарата глубокой очистки воды

Наименование аппарата	Загрузка аппарата, м ³ /ч	Соотношение от общего расхода на площадку, %
АГОВ-1	302,4	15,30
АГОВ-2	275,8	13,95
АГОВ-3	255,3	12,91
АГОВ-4	240,8	12,18
АГОВ-5	231,2	11,69
АГОВ-6	226,1	11,44
АГОВ-7	223,1	11,28
АГОВ-8	222,7	11,26

Таким образом, исходя из результатов расчета динамического моделирования удалось восстановить исходные данные (единичная загрузка аппарата), что позволяет разработать прогнозную математическую модель аппарата глубокой очистки воды, что будет реализовано в ближайшем будущем.

Цифровизация позволяет быстро и точно принимать решения для ведения технологического процесса. Внедрение цифрового подхода является сложной задачей по целому ряду причин. Некоторые из обсуждаемых причин – это быстрые изменения в цифровых технологиях, взаимозависимость между различными технологиями, а также наличие несовместимых платформ. В общем и целом, цифровая трансформация имеет решающее значение для нефтегазовой отрасли в текущем сценарии будущего.

Литература

1. Nimmagadda S.L., Dreher H.V. Big-data integration methodologies for effective management and data mining of petroleum digital ecosystems // 2013 7th IEEE International Conference on Digital Ecosystems and Technologies (DEST). – IEEE, 2013. – С. 148-153.
2. Цифровизация управления насосными агрегатами с помощью системы поддержки принятия решения / М.Н. Чернышов, Я.Н. Калинин, И.Р. Долгов, А.Г. Зебзеев // Технологии обустройства нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: Сборник тезисов VII научно-технической конференции, Томск, 24–25 сентября 2024 года. – Томск: АО "Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа", 2024. – С. 160-162. – EDN PFQMAM.
3. Сагдатуллин А.М. Применение методов нечеткой логики и нейронных сетей для автоматизации технологических процессов в нефтегазовом машиностроении и повышения эффективности добычи нефти / А.М. Сагдатуллин // Интеллектуальные системы в производстве. – 2021. – Т. 19, № 2. – С. 83-89. – DOI 10.22213/2410-9304-2021-2-83-89. – EDN SKPYLK.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ПРОМЫСЛЕ

Чернышов М.Н.^{1,2}, Ульянов Л.М.¹

Научный руководитель – д.т.н., профессор, Ульянов Л.М.

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия²АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

Течение нефти в скважине сопровождается существенным снижением температуры вдоль ствола до значений на выходе $+5 \div +15^\circ\text{C}$, кроме того, температура нефти дополнительно снижается еще на $5-10^\circ\text{C}$ при преодолении расстояния от скважины до установки подготовки нефти (УПН). Низкая температура скважинной продукции вызывает такие осложнения, как асфальто-смолопарафиновые отложения (АСПО) на стенках насосно-компрессорного трубопровода (НКТ), оборудования, рост которых может привести к снижению величины полезного сечения трубопровода, а также снижение полезной площади оборудования, что значительно снижает КПД и вызывает повышение энергопотребления в целом. Кроме того, из-за низкой температуры скважинной продукции на входе в УПН процесс подготовки нефти, даже при самом эффективном оборудовании, будет очень затруднительным, долгим и дорогостоящим. В связи с этим для обеспечения стабильного процесса разделения скважинной продукции, на УПН вынуждены нагревать скважинную продукцию в печах подогрева до температуры $+45 \div +65^\circ\text{C}$, что вызывает значительное потребление добываемого газа на сжигание, т.е. значительное потребление энергоресурсов.

Для борьбы с этим явлением применяют различные технологии, включая нагрев труб паром, термохимическое воздействие на нефтяные пласты, использование глубинных электронагревателей, введение специальных реагентов, предотвращающих образование отложений, а также добавление разбавителей. Однако большинство из этих методов требуют значительных финансовых затрат или представляют экологическую опасность.

Решением проблемы влияния парафинизации, образования АСПО и низкой температуры нефти на выходе из скважины является адресная доставка тепловой энергии.

Адресная доставка тепловой энергии потоку нефти может быть осуществлена разными методами, описанными ниже.

Первый метод – установка керамических нагревательных элементов на стенках НКТ на определенном расстоянии. Глубина погружения нагревательного элемента определяется расчетным методом индивидуально для каждой скважины, с учетом характеристик грунта, скважинной продукции и т.д. Погружаемые керамические нагревательные элементы герметизируются и теплоизолируются, для создания тепловых условий [1].

Второй метод – установка электромагнитных излучателей на поверхности НКТ на определенных глубинах в скважине. В данном случае процесс нагрева обусловлен электромагнитными полями. Процесс нагрева зависит преимущественно от диэлектрических свойств среды и интенсивности электромагнитного поля. Чем выше диэлектрические характеристики среды, тем интенсивнее происходит нагрев.

Третий метод – кавитационный нагрев за счет эффекта кавитации. В данном методе предполагается использование энергии кавитации для нагрева среды в НКТ скважины. Для достижения результатов в данном методе предполагается увеличение работы мощности глубинного насоса в НКТ для увеличения образования эффекта кавитации, за счет чего наблюдается повышение температуры скважинной продукции.

В данной работе предлагается использование первого метода адресной доставки тепловой энергии для повышения температуры нефти в НКТ, за счет установки керамических нагревательных элементов. Математическая модель реализована в Mathcad. Для построения точной математической модели использовались характеристики действующей скважины и реолого-физические свойства добываемой жидкости.

Рассмотрим возможность применения электронагревательных элементов на одной из скважин Западно-Сибирского месторождения, исходные данные для которой представлены в таблице.

Таблица

Характеристика скважины

Глубина скважины, м	2466
Диаметр НКТ, м	0,073
Толщина НКТ, мм	7
Диаметр обсадных труб, м	0,168
Производительность скважины по жидкости, т/сут	141
Температура нефти в пласте, $^\circ\text{C}$	97
Температура грунта, $^\circ\text{C}$	10

Математическая модель нагрева трубы НКТ в скважине рассчитана с помощью Mathcad 15.

При известном расходе нефти (W), удельной теплоемкости (C), а также разности температур (разность на которую нагревается нефть – ΔT), становится возможным определение мощности, которую необходимо сообщить системе для нагрева:

$$N = C \cdot W \cdot \Delta T$$

Значение теплового потока определяется по уравнению:

$$q = \frac{N}{2\pi r_1 \cdot L} = \frac{C \cdot W \cdot \Delta T}{2\pi r_1 \cdot L}$$

где L – длина электронагревательного элемента; r_1 – внешний радиус НКТ.

СЕКЦИЯ 9. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Значение тепловой энергии, которая передается через поверхность от электронагревательного элемента, определяется выражением (1):

$$E = 2\pi r_1 q dx \quad (1)$$

Соответственно величина внутренней энергии увеличивается, значение этой величины определяется по уравнению (2):

$$E_{вн} = \pi r_0^2 c \rho V dT \quad (2)$$

Величина изменения среднemasовой температуры нефти вдоль исследуемого участка является дифференциальным уравнением равенства уравнений (1) и (2):

$$\frac{d\bar{T}}{dx} = \frac{2r_1 q}{r_0^2 c \rho \bar{V}} \quad (3)$$

В результате решения конвективного теплообмена с граничным условием третьего рода получаем распределение среднemasовой температуры нефти вдоль течения:

$$T(y) = \left[T_1 - T_0 + \frac{bcprv(\alpha - K)}{2\alpha K} \right] \exp \left[\frac{2\alpha Ky}{cprv(\alpha - K)} \right] + T_0 - \frac{bcprv(\alpha - K)}{2\alpha K} \cdot \left[\frac{2\alpha Ky}{cprv(\alpha - K)} + 1 \right]$$

где y – координата по глубине скважины, м; T_0 – температура грунта, °C; T_1 – температура скважинной продукции в пласте, °C; c – удельная теплоемкость скважинной продукции, Дж/кг·°C; K – коэффициент теплопередачи, Вт/м²·K; ρ – плотность скважинной продукции, кг/м³; v – усредненное значение скорости потока в НКТ, м/с; α – коэффициент теплоотдачи скважинной продукции к стенке НКТ, с учетом неизотермичности течения, Вт/м²·K.

На первом этапе происходит итерационное вычисление среднemasовой температуры потока добываемой жидкости, с учетом допущения, отсутствия влияния АСПО на гидравлические сопротивления. Кроме того, предполагается допущение стационарного теплообмена с окружающей средой. При проведении расчета распределения температуры вдоль ствола скважины, были получены значения температуры скважинной продукции, которая составила 11 °C.

В результате численных расчетов установлено, что на глубине 400–500 м среднemasовая температура нефти составляет 25–28 °C. Однако, поскольку эта температура усредненная, а температура нефти вблизи стенки трубопровода значительно ниже, подогрев необходимо начинать при среднemasовой температуре, достигающей 40–45 °C, что соответствует глубине 900–1000 м. В дальнейшем задаемся температурой нефти равной 45 °C, как начало места нагрева для последующих нагревателей.

При проведении расчета среднemasовая температура нефти, после первого нагревателя на глубине 600 м, достигает значения 45 °C, где соответственно будет установлен второй нагревательный элемент. Третий нагревательный элемент будет установлен, исходя из расчета, на глубине 400 м. Четвертый нагревательный элемент будет установлен через 200 м, на глубине 200 м, при этом среднemasовая температура нефти составляет 39,5 °C.

Результаты расчета распределения среднemasовой температуры нефти вдоль глубины скважины с применением электронагревательного элемента и без него представлены на рисунке.

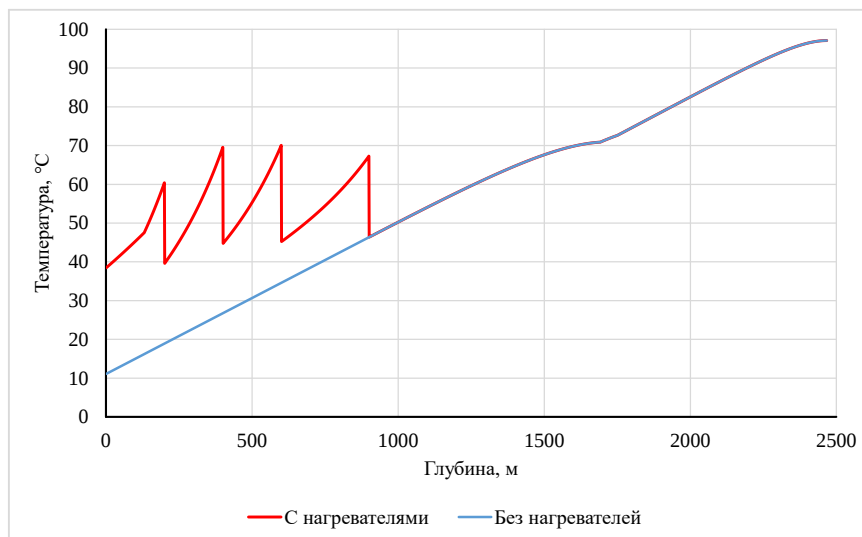


Рис. График распределения среднemasовой температуры нефти вдоль глубины скважины

Таким образом было наглядно показано, что использование электронагревательных элементов позволяет повысить температуру нефти на выходе из скважины, что очевидно выполняет роль ингибитора в задаче борьбы с парафинизацией и образованием АСПО на стенках трубопровода и оборудования.

Литература

1. Петехов Б.С. Теплообмен и сопротивление при ламинарном течении жидкости в трубах. – М.: Энергия, 1967. – 411 с.

ЭКСТРАКЦИЯ ДАННЫХ ДЛЯ ИНТЕГРИРОВАНИЯ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА ПРОМЫСЛЕ

Шафран Т.А., Ульянов Л.М.

Научный руководитель профессор Л.М. Ульянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Экстракция данных для интегрирования установки подготовки нефти представляет собой процесс сбора и организации информации, необходимой для выявления возможностей для повышения энергоэффективности за счет снижения потребления топливного газа и уменьшения выбросов парниковых газов в атмосферу. Данный процесс важен для успешного проведения теплоэнергетической интеграции, а также с точки зрения экономии энергоресурсов.

Целью данной работы является экстракция данных установки подготовки нефти на промысле для дальнейшего выполнения интегрирования с применением метода пинч-анализа.

Объектом исследования является установка подготовки нефти (УПН), предназначенная для непрерывного приема продукции скважин, принципиальная технологическая схема УПН приведена на рис. 1. На УПН предусматривается сепарация водонефтяной эмульсии в 3 ступени, нагрев водонефтяной эмульсии для обеспечения эффективного обезвоживания, сепарация нефти и газа, компримирование газа на станциях низкого и высокого давления, сбор подтоварной воды с последующей подготовкой для подачи в систему поддержания пластового давления (ППД), перекачка нефти и воды насосами внутренней перекачки (НВПНВ), откачка насосами внешней перекачки нефти (НВПН) в магистральный трубопровод, при этом содержание воды в подготовленной нефти составляет не более 0,5 % мас., что соответствует требованиям 1 группы согласно ГОСТ Р 51858.2002 [3].

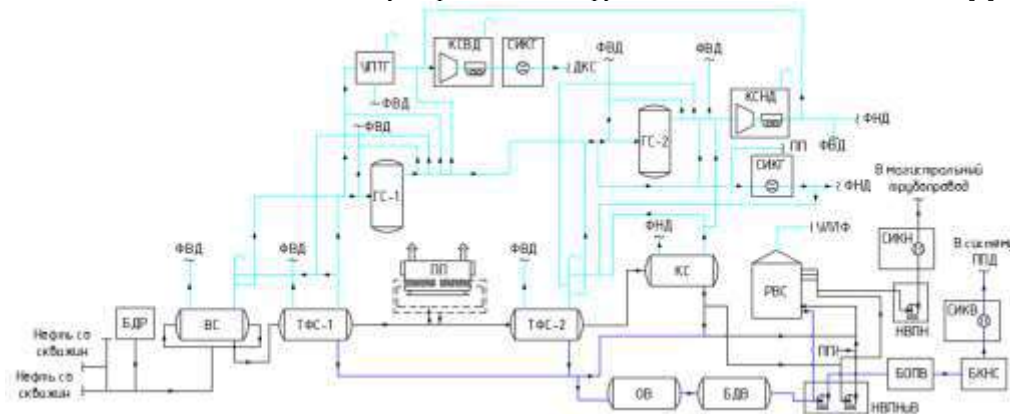


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема УПН: БДВ – буферы-дегазаторы воды, БДР – блок дозирования реагентов, БКНС – блочная кустовая насосная станция, БОПВ – блок очистки пластовой воды, ВС – входные сепараторы, ГС-1,2 – газовые сепараторы, ДКС – дожимная компрессорная станция, КС – сепараторы конечной ступени, КСНД/КСВД – компрессорная станция низкого/высокого давления, ОБ – отстойники воды, ПП – путевые подогреватели, РВС – резервуары вертикальные стальные, СИКН/СИКВ/СИКГ – система измерения количества и качества нефти/воды/газа, ТФС-1,2 – трехфазные сепараторы, УЛЛФ – установка улавливания лёгких фракций, УПТГ – установка подготовки топливного газа, ФВД/ФНД – факелы высокого/низкого давления

Для составления материального и теплового баланса было выполнено моделирование УПН в программном комплексе Aspen HYSYS. На основании технологической схемы и цифрового двойника была сформирована потоковая таблица УПН, в которую были включены шесть горячих и шесть холодных потоков. Важным этапом при формировании потоковой таблицы является определение параметров сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) в ПП нефти (количество воздуха, необходимого для окисления горючих составляющих ПНГ, а также количество отходящих газов и их температуры после ПП).

Определение количества воздуха на ПП выполнено на основании реакций окисления горючих составляющих ПНГ: $H_2 + 0,5O_2 = H_2O$, $C_mH_n + (m + n/4)O_2 = mCO_2 + n/2H_2O$. Тогда действительный объем воздуха L_d , необходимого для окисления 1 м³ ПНГ, согласно стехиометрическим соотношениям с учетом коэффициента избытка воздуха $\alpha=1,15$ определяется по уравнению [1]:

$$L_d = \alpha \cdot (1 + k) \cdot [0,01 \cdot [0,5 \cdot \varphi H_2 + (m + n/4) \cdot \sum \varphi C_m H_n]],$$

где φ_i – содержание i -го компонента в ПНГ, % об., m и n – количество атомов углерода и водорода в молекуле углеводородов соответственно, k – соотношение азота и кислорода в атмосферном воздухе

Отходящими газами являются продукты полного сгорания компонентов ПНГ, такие молекулы как CO_2 , H_2O , а также избыточный воздух (O_2 и N_2). Тогда суммарный выход продуктов сгорания 1 м³ ПНГ с учетом коэффициента избытка воздуха $\alpha = 1,15$ [1]:

$$V = 0,01 \cdot (\varphi CO_2 + m \cdot \sum \varphi C_m H_n) + 0,01 \cdot (\varphi H_2 + n/2 \cdot \sum \varphi C_m H_n) + 0,01 \cdot \varphi N_2 +$$

СЕКЦИЯ 9. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

$$+ \alpha \cdot k \cdot [0,01 \cdot [0,5 \cdot \varphi H_2 + (m + n/4) \cdot \sum \varphi C_m H_n]] + (\alpha - 1) \cdot [0,01 \cdot [0,5 \cdot \varphi H_2 + (m + n/4) \cdot \sum \varphi C_m H_n]].$$

Определение теплотехнических свойств всех потоков выполнено с применением термодинамического пакета Пенга-Робинсона, представляющего собой уравнение состояния реального газа [4]. Данные по выделенным технологическим потокам занесены в потоковую таблицу (табл.). С целью определения величины полезной тепловой нагрузки, приходящейся на горячие и холодные утилитные системы, был проведен анализ технологических потоков путем построения составных кривых до и после интеграции (рис. 2 а, б) с применением программного обеспечения PINCH 2.02 [2]. Необходимо отметить, что из построения составных кривых были исключены технологические потоки «Сжатие ПНГ в КСНД» и «Сжатие ПНГ в КСВД», поскольку нагрузки с компрессоров будут служить в качестве утилитных систем.

Таблица

Потоковая таблица УПН

Название потока	Тип	T _с , °C	T _т , °C	G, т/ч	СР, кВт/°C	ΔH, кВт	α, кВт/(м ² ·°C)
Охлаждение газа в АВО КСНД	гор	220,10	27,0	1,82	1,111	214,61	0,02
Вода после третьей ступени сепарации	гор	49,93	27,0	40,42	48,510	1112,34	1,00
Вода после РВС	гор	48,22	27,0	12,35	14,820	314,48	1,00
Водонефтяная эмульсия после КС	гор	48,22	27,0	107,13	68,059	1444,22	0,80
Охлаждение газа в АВО КСВД	гор	184,30	27,0	67,36	51,121	8041,36	0,02
Отходящие газы после сжигания в ПП	гор	479,00*	160,0	5,36	1,930	615,65*	0,02
Нагрев газа после УПТГ перед КСВД	хол	34,06	52,0	1,53	0,950	17,05	0,10
Нагрев водонефтяной эмульсии в ПП	хол	34,05	50,0	149,80	118,215	1885,53	0,80
Топливный газ на ПП	хол	5,00	900,0	0,17	0,165	147,90	0,02
Воздух на ПП	хол	5,00	900,0	4,06	1,133	1013,84	0,02
Сжатие ПНГ в КСНД	хол	49,25	220,1	1,82	0,957	163,50	0,02
Сжатие ПНГ в КСВД	хол	34,24	184,3	67,36	41,185	6180,24	0,02

Примечание: *при теплотворной способности ПНГ 50,06 МДж/м³, гор/хол – горячий/холодный, T_с/ T_т – начальная/конечная температура, G – массовый расход, СР – потоковая теплоёмкость, ΔH – изменение потоковой энтальпии, α – коэффициент теплоотдачи, АВО – аппараты воздушного охлаждения, ПНГ – попутный нефтяной газ.

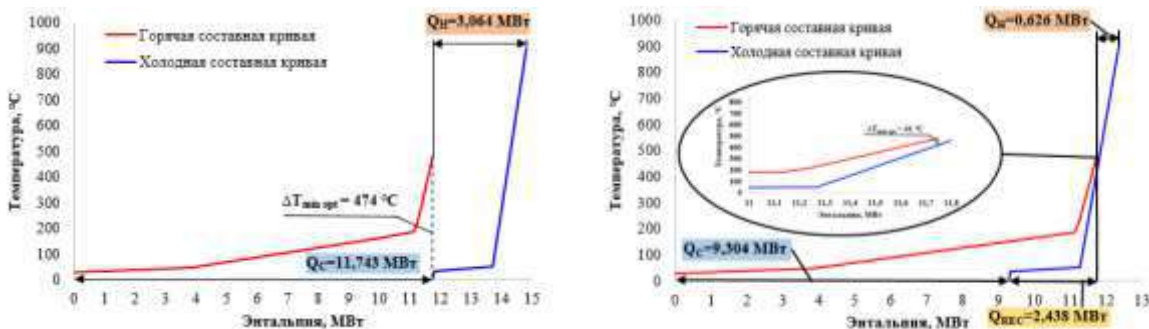


Рис. 2. Составные кривые УПН:

а) до интеграции

б) после интеграции

Составные кривые (рис. 2, а, б) демонстрируют значительное повышение энергоэффективности УПН. До проведения интеграции (рис. 2, а) нагрузки на горячие и холодные утилиты составляют Q_н = 3,064 МВт и Q_с = 11,743 МВт соответственно при минимальном температурном напоре ΔT_{min opt} = 474 °C. Проведение интеграции (рис. 2, б) позволило снизить нагрузки на горячие и холодные утилиты до Q_н = 0,626 МВт, Q_с = 9,304 МВт и температурный напор до T_{min opt} = 61 °C, что отражает существенное увеличение мощности рекуперации теплообменной системы с Q_{REC} = 0 МВт до Q_{REC} = 2,438 МВт. В дальнейшем результаты данной работы будут использованы для интеграции УПН на промысле с применением метода пинч-анализа.

Литература

1. Коломиец П.В. Расчет горения топлива [Текст] / П.В. Коломиец. – Тольятти: ТГУ, 2011. – 38 с.
2. Ульев Л.М. Введение в пинч-анализ: учебное пособие для вузов [Текст] / Л.М. Ульев. – Санкт-Петербург: Лань, 2023. – 208 с.
3. ГОСТ Р 51858.2002. Нефть. Общие технические условия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200028839>.
4. Peng D.Y., Robinson, D.B. A New Two-Constant Equation of State [Text] / D.Y. Peng, V. Pruthi, D.B. Robinson, // Industrial and Engineering Chemistry: Fundamentals. – 1976. – V. 15. – P. 59-64

**МЕТОДИКА ПРОВЕРКИ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИИ 35 кВ
НА БАЗЕ ТЕРМИНАЛА ЭКРА 217 С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА
PSCAD И АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА РЕТОМ**

Шахнович Д.И.

Научный руководитель к.т.н старший преподаватель ОЭЭ ИШЭ ТПУ Аскарлов А.Б.
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исследование технологий современных систем релейной защиты становится все более актуальным в свете растущих требований к надежности и безопасности энергосистем. В данной статье рассматриваются основные методы проверки функционирования микропроцессорной релейной защиты, среди функций которой будут рассмотрены трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ), блокировка от качаний (БК), трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ), комбинированный пуск по напряжению (вольтметровая блокировка), защита от несимметричного режима (ЗНР), защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ-1 и ЗОЗЗ-2), защиты от повышения и минимального напряжения (ЗПН и ЗМН), устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ), защита от дуговых замыканий (ЗДЗ), автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ) [1].

Терминал ЭКРА 217 выполняет функции микропроцессорной релейной защиты линии 35 кВ. С его помощью можно оценить работу указанных ранее защит – ДЗ, БК и МТЗ. Также можно проверить работу вольтметровой блокировки, ЗНР, ЗОЗЗ-1 и ЗОЗЗ-2, ЗПН и ЗМН, УРОВ, ЗДЗ, АЧР и ЧАПВ [1].

Для проверки эффективности микропроцессорной релейной защиты линии 35 кВ на базе терминала ЭКРА 217 важно использовать программный комплекс PSCAD. Этот комплекс позволяет симулировать различные аномалии и аварийные ситуации в электрической сети, чтобы протестировать работу релейной защиты. За счет встроенных модулей для моделирования МТЗ, ЗНР, ЗОЗЗ и других функций защиты, PSCAD обеспечивает возможность реалистичного воссоздания работы релейной защиты в различных условиях эксплуатации сети. Также важно отметить, что использование аппаратного комплекса РЕТОМ совместно с PSCAD позволяет провести полноценное тестирование всех функций защиты, включая УРОВ, ЗДЗ, АЧР и ЧАПВ. Таким образом, методика проверки микропроцессорной релейной защиты с использованием программного и аппаратного комплексов представляет собой комплексный подход, обеспечивающий надежное функционирование защитных систем электроэнергетических объектов [2][3].

Основные методы проверки:

1. Для трехступенчатой дистанционной защиты:

Дистанционная защита делится на три зоны: Зона 1 – мгновенное срабатывание на повреждения внутри 80–90 % длины линии; Зона 2 – с задержкой по времени, покрывает всю длину линии и часть смежной сети; Зона 3 – защита дальнейших участков сети с более продолжительной задержкой. Проверка срабатывания защиты мгновенно внутри Зоны 1 осуществляется с помощью моделирования аварийных ситуаций и анализа результатов на терминале защиты [4].

Зона 2: Настройка КЗ на 90–100 % защищаемой линии, имитация сигналов, проверка задержки времени и отсутствие ложных срабатываний при авариях в Зоне 3.

Зона 3: Проверка защиты при авариях за пределами линии, замыкание в дальней точке Зоны 3 для проверки временной задержки и срабатывания [5].

2. Для блокировки от качаний:

Функция БК обнаруживает качания в энергосистеме и блокирует ДЗ в переходном режиме, не блокируя защиты при авариях. Реакция на качания проверяется в PSCAD с помощью сценария, воспроизводящего синхронные качания в электрической сети.

Сценарий тестирования терминала релейной защиты включает подачу сигналов токов и напряжений на входы устройства. Проверяется, как терминал распознает неаварийные ситуации и включает БК. Во время действия БК оцениваются отсутствие команд на отключение и быстрота срабатывания. Также проверяется реакция на короткие замыкания (однофазные, двухфазные и трехфазные) как за пределами, так и внутри защищаемой зоны [6].

3. Для защиты от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ-1 и ЗОЗЗ-2):

Проверка функции ЗОЗЗ важна для определения работоспособности защиты от однофазных замыканий на землю. Используется испытательное оборудование для моделирования различных условий работы системы, включая однофазные замыкания.

Замыкания моделируются с помощью тестовых параметров для проверки срабатывания защиты при различных сопротивлениях. Для ЗОЗЗ-1 важно, чтобы защита срабатывала быстро при низкоомных замыканиях.

Контроль срабатывания по средним сопротивлениям: устанавливаются значения сопротивлений среды, имитация замыкания подается с разной продолжительностью для проверки работы ЗОЗЗ-2. Высокие сопротивления проверяются на корректное функционирование защиты. Тестирование включает имитацию коротких замыканий и переходных процессов. Важно, чтобы защита не срабатывала при быстром устранении замыкания [7].

Проверка временных характеристик срабатывания включает серию коротких замыканий различной тяжести и длительности. Для ЗОЗЗ-1 тестируется мгновенное срабатывание защиты при низких сопротивлениях, а для ЗОЗЗ-2 создаются замыкания с превышением временной выдержки (до 10–30 секунд), ожидая срабатывания только при превышении заданной длительности [8][9].

4. Для устройства резервирования при отказе выключателя:

Моделируется отказ работы выключателя. Проверяется реакция терминала на отправку сигнала на резервный выключатель. Проверка функции УРОВ – важный процесс диагностики работы релейной защиты на энергообъектах, предотвращающий аварийные ситуации при отказе выключателя.

Проверка работы УРОВ:

1. Уточнение конфигурации объекта и схемы тестирования.
2. Изучение структуры релейной защиты и взаимодействия с выключателями.
3. Определение параметров времени срабатывания защит и выдержки времени УРОВ.
4. Подача условной аварии для тестирования [10].

Терминал релейной защиты должен обнаружить короткое замыкание и отправить сигнал на размыкание цепей через выключатель. Моделируется ситуация, когда выключатель не выполняет команду отключения, что может быть вызвано отключением цепи управления или отказом сигнала обратной связи. Проверяется реакция реле УРОВ на отсутствие обратной связи; в течение установленного времени оно должно инициировать резервное отключение.

5. Для автоматической частотной разгрузки и частотного автоматического повторного включения:

В программном комплексе PSCAD моделируется процесс снижения частоты в электрической сети. Проверяется формирование команд на отключение нагрузки (АЧР) и действие терминала на ЧАПВ. Проверка этих функций с помощью PSCAD требует детального подхода для обеспечения устойчивости и надежности энергосистемы при изменении частоты из-за аварийных ситуаций [11, 12].

Для проверки в модели задается аварийное событие – внезапное отключение большой генерации, что приводит к падению частоты из-за небаланса мощности в сети. Этапы тестирования:

Этап 1: Проверка первой уставки по частоте (49,5 Гц). При аварии фиксируется снижение частоты ниже уставки. Проверяется отклик защиты: терминал автоматически отключает 10% нагрузки за установленное время, что позволяет восстановить баланс мощности и стабилизировать частоту.

Этап 2: Если частота падает ниже 49,0 Гц. Срабатывают другие ступени АЧР, отключается часть нагрузки. Проверяется последовательность отключений, временные задержки, влияние разгрузки на восстановление частоты. Проверяется корректность отключения нагрузки и восстановление системы с ЧАПВ.

После стабилизации частоты проверяется срабатывание ЧАПВ, которая автоматически возвращает линию в работу, включая элементы нагрузки в заданной последовательности. Проверяется контроль и измерение частоты, устойчивость системы и корректность алгоритма терминала защиты. Для проверки ЧАПВ важна настройка временных задержек, чтобы избежать преждевременного включения нагрузки [13].

Литература

1. Баранов Д.В., Шуплецов А.В. Практическое применение программно-аппаратных комплексов для проверки микропроцессорных устройств РЗА линий электропередач. — Электрические станции. — 2019. — № 2. — с. 32 – 37.
2. Дмитриев С.М., Андреев А.В. Методы испытаний устройств микропроцессорной защиты с использованием аппаратного комплекса РЕТОМ-51: Учебно-методическое пособие. — Екатеринбург: УрФУ, 2018. — 108 с.
3. Иванов Ю.Г. Современные испытательные устройства и методики проверки микропроцессорных систем релейной защиты и автоматики энергосистем. — М.: ИД МЭИ, 2021. — 290 с.
4. Калантаров П.Л., Цейтлин Л.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебник. — М.: Энергоатомиздат, 2018. — 440 с.
5. Кулагин В.А., Иванов М.А. Моделирование электроэнергетических систем в среде PSCAD/EMTDC: учебное пособие. — СПб.: Издательство СПбПУ, 2019. — 150 с.
6. Липатов Е.П., Семенов В.А. Микропроцессорные устройства релейной защиты энергосистем: Учебное пособие. — М.: Издательский дом МЭИ, 2017. — 320 с.
7. Морозов Д.А. Методики проверки цифровых устройств релейной защиты с использованием программно-аппаратных комплексов // Вестник МЭИ, 2021. — № 4. — с. 50-57.
8. Руководство по эксплуатации испытательного комплекса РЕТОМ-51. ООО "Релематика", 2020. — 115 с.
9. Руководство по эксплуатации терминала ЭКРА 217. ООО НПП «ЭКРА». — Чебоксары, 2020. — 180 с.
10. Руководство пользователя программного комплекса PSCAD/EMTDC. Manitoba HVDC Research Centre, версия 4.6.3, 2018. — 220 с.
11. Сеницын А.В., Степанов Д.А. Комплексный подход к испытаниям микропроцессорных терминалов защиты с применением PSCAD и аппаратного комплекса РЕТОМ // Электротехника. — 2017. — № 11. — с. 45 – 50.
12. Тихомиров О.Н., Соколов Д.А. Особенности моделирования аварийных режимов линий электропередачи 35 кВ при помощи PSCAD // Энергетик. — 2020. — № 7. — с. 25 – 31.
13. ГОСТ Р 58651.2-2019. Релейная защита и автоматика. Устройства микропроцессорные. Методы испытаний. — М.: Стандартинформ, 2019. — 36 с.

АНАЛИЗ ВНЕДРЕНИЯ И РАЗВИТИЯ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Шумный К.И.

Научный руководитель кандидат технических наук В.Е. Рудник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Солнечная энергия становится важным источником возобновляемой энергии в мире, и Россия активно развивает солнечные электростанции, особенно в южных регионах. В последние годы как государственные структуры, так и частные инвесторы предприняли важные шаги к созданию устойчивой энергетической системы, запустив множество солнечных электростанций с разнообразными мощностями и технологиями. Эти инициативы способствуют уменьшению зависимости от ископаемых видов топлива и помогают в борьбе с климатическими изменениями, обеспечивая производство экологически чистой электроэнергии. Главная цель данной работы заключается в исследовании солнечных электростанций в России.

Солнечная энергетика в России охватывает обширные регионы. Большие площади с континентальным климатом, где фиксируется значительное количество солнечных дней (рис. 1), предоставляют отличные возможности для развития солнечной энергетики в Южной Сибири и на Дальнем Востоке [3].

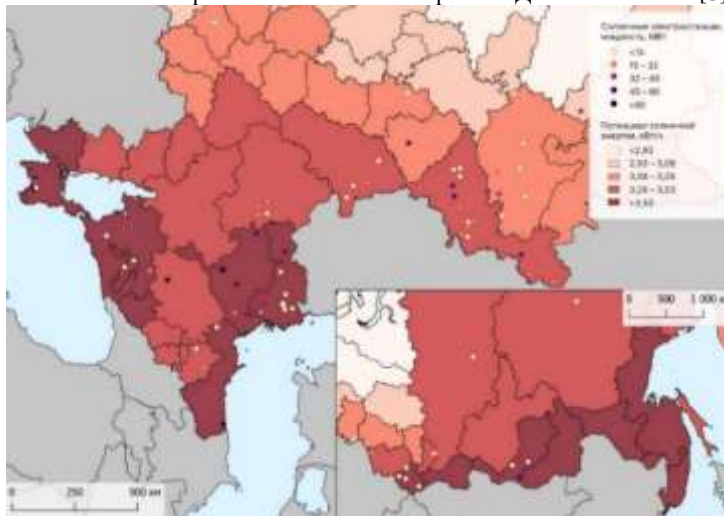


Рис. 1. Карта потенциальной выработки энергии на одну солнечную панель [3]

На сегодняшний день в России функционирует свыше 50 солнечных электростанций, среди которых выделяются 6 наиболее крупных:

1. Аршанская солнечная электростанция, обладающая мощностью 115,6 МВт, находится в Республике Калмыкия и занимает территорию 183 гектара. В процессе строительства были использованы фотоэлектрические модули, произведенные в России. Промышленная эксплуатация первой очереди началась в декабре 2021 года, а второй очереди – летом 2022 года [1];

2. Солнечная электростанция «Перово» в Крыму мощностью 105,56 МВт использует 440 000 кристаллических солнечных модулей, соединенных кабелем длиной 1500 км. Она генерирует около 132,5 млн кВт·ч энергии в год и сокращает выбросы углекислого газа на более чем 107 000 тонн ежегодно. Станция, занимающая 200 Га, была построена в 2011 году и на тот момент стала крупнейшим фотоэлектрическим парком в мире. Позже она была модернизирована и ее мощность увеличилась на 5,5 МВт [1];

3. Старомарьевская солнечная электростанция в Ставропольском крае имеет мощность 100 МВт и состоит из около 349 000 модулей на площади 287 Га. Она может вырабатывать 150 млн кВт·ч в год. Эксплуатация станции началась в апреле 2020 года, и для ее обслуживания требуется всего 12 человек [1];

4. Солнечная электростанция «Охотниково» в Крыму имеет мощность 82,6 МВт и занимает 160 Га, состоя из около 360 000 панелей. Построенная в 2011 году, она входила в пятерку крупнейших фотоэлектрических парков мира и может производить 100 млн кВт·ч энергии в год, сокращая выбросы углекислого газа на 80 000 тонн ежегодно [1];

5. Фунтовская солнечная электростанция в Астраханской области была введена в эксплуатацию 1 января 2019 года. Она занимает 146 Га и состоит из более 214 000 гетероструктурных модулей, вырабатывая 110 млн кВт·ч в год [1];

6. Самарская солнечная электростанция мощностью 75 МВт расположена в Самарской области и была построена в 2019 году. Она играет важную роль в энергетической инфраструктуре региона, снижая нагрузку на тепловые электростанции [2];

В таблице ниже приведены основные солнечные электростанции России.

СЕКЦИЯ 9. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Таблица

Действующие солнечные электростанции России [4]

№	Название	Установленная мощность, МВт	Область
1	Николаевка	69,70	Крым
2	Ахтубинская	60,00	Астраханская область
3	Сорочинская	60,00	Оренбургская область
4	Новосергиевская	45,00	Оренбургская область
5	Торейская	45,00	Республика Бурятия
6	Усть-Коксинская	40,00	Республика Алтай
7	Орская	40,00	Оренбургская область
8	Яшкульская	33,50	Республика Калмыкия
9	Митяево	31,60	Крым
10	Чкаловская	30,00	Оренбургская область
11	Лиманская	30,00	Астраханская область
12	Светлинская	30,00	Оренбургская область
13	Соль-Илецкая	25,00	Оренбургская область
14	Елшанская	25,00	Оренбургская область
15	Ининская	25,00	Республика Алтай
16	Волгоградская	25,00	Волгоградская область
17	Майминская	25,00	Республика Алтай
18	Домбаровская	25,00	Оренбургская область
19	Дергачевская	25,00	Саратовская область
20	Стерлибашевская	25,00	Республика Башкортостан
21	Бурибаевская	20,00	Республика Башкортостан
22	Окино-Ключи	20,00	Республика Бурятия
23	БВС	15,00	Республика Бурятия
24	Южно-Сухокумская	15,00	Республика Дагестан
25	Кабанская	15,00	Республика Бурятия
26	Тарбагатай	15,00	Республика Бурятия
27	Нива	15,00	Астраханская область
28	Промстройматериалы	15,00	Астраханская область
29	Малодербетовская	15,00	Республика Калмыкия
30	Заводская	15,00	Астраханская область
31	Орлов-Гайская	15,00	Саратовская область
32	Новоузенская	15,00	Саратовская область
33	Хоринская	15,00	Республика Бурятия
34	Бугульчанская	15,00	Республика Башкортостан
35	Пугачевская	15,00	Саратовская область
36	Гусиноозерская	15,00	Республика Бурятия
37	Кош-Агачская	10,00	Республика Алтай
38	Бурзянская	10,00	Республика Башкортостан
39	Грачевская	10,00	Оренбургская область
40	Григорьевская	10,00	Оренбургская область
41	Плешановская	10,00	Оренбургская область
42	Чемальская	10,00	Республика Алтай
43	Бичурская	10,00	Республика Бурятия
44	Исянгуловская	9,00	Республика Башкортостан
45	Родниковое	7,50	Крым
46	Абаканская	5,20	Республика Хакасия
47	Усть-Канская	5,00	Республика Алтай
48	Переволоцкая	5,00	Оренбургская область
49	Наурская	5,00	Чеченская республика
50	Онгудайская	5,00	Республика Алтай
51	Солнечная электростанция на месторождении «Светлое»	1,25	Хабаровский край
52	Каспийская	1,00	Республика Дагестан
53	Багатай	1,00	Республика Саха
54	Менза	0,12	Забайкальский край
55	ООО «АльтЭнерго»	0,10	Белгородская область

Литература

1. Солнечная энергетика в России: обзор текущего состояния и перспектив развития // Энергосети России. – URL: <https://clck.ru/3GUshd> (дата обращения: 21.02.2025).
2. Солнечная электростанция "Самарская" // Парус электро. – URL: <https://clck.ru/3GUsv0> (дата обращения: 21.02.2025).
3. Солнечная энергетика России // Геопространственная аналитика. – URL: <https://clck.ru/3GUuQA> (дата обращения: 21.02.2025).
4. Ассоциация развития возобновляемой энергетики. – URL: <https://reda.ru/> (дата обращения: 26.02.2025).

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	5
Секция 6. ТЕХНОЛОГИИ ОЦЕНКИ, УПРАВЛЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ	
Piskunov S.A OPTIMIZATION TASKS IN THE OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT AND WAYS TO SOLVE THEM.....	10
Ал-обаиди С.С. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПРИХВАТОВ В РЕГИОНАХ ЮЖНОГО ИРАКА.....	12
Ал-обаиди С.С. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОЗНИКНОВЕНИЕ ПРИХВАТОВ.....	14
Ал-обаиди С.С., Ибрагим М.А., Аль-Синджари А.А., Аль-ауси М.Д. ТЕХНИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРИХВАТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮЖНОГО ИРАКА.....	16
Ашкан А. ЛАБОРАТОРНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ, СОДЕРЖАЩИХ КИСЛЫЕ ГАЗОВЫЕ СМЕСИ.....	18
Белозерова Е.А. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЦЕНТРА ОБЕЖНОГО НАСОСА ПРИ УМЕНЬШЕНИИ ПЛОЩАДИ ПРОХОДНОГО СЕЧЕНИЯ РАБОЧЕГО КОЛЕСА.....	20
Гулнийзов А.С. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА МУЛЬТИСКВАЖИННОЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ МЕЖСКВАЖИННОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ.....	22
Дейнинг А.А. МАКСИМИЗАЦИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ МЕТОДОМ ОТКАЧКИ ГАЗА С ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА.....	24
Диенг А. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В КАШИРСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ШУМОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	25
Коротченко Р.К. РАЗРАБОТКА ПРОТОТИПА СИСТЕМЫ РАННЕГО ОБНАРУЖЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И ЛЕДЯНЫХ ПРОБОК В СИСТЕМЕ СБОРА ГАЗА.....	28
Кротова А.Г. ОСОБЕННОСТИ ВЛИЯНИЯ ГЕОХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НА ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ И ДОРАЗВЕДКУ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ХАДУМСКОЙ СВИТЫ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ.....	30
Кулаков М.В. ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ТВЕРДЫХ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ.....	32
Кушнер Л.Е. ПОСТРОЕНИЕ ЧИСЛЕННОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ДИСПЕРГАЦИИ ДГ-40.....	34
Магдеев А.М. ПРИМЕНЕНИЕ ПОДХОДА МУЛЬТИАГЕНТНЫХ СИСТЕМ ПРИ АДАПТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	36
Макаров Н. ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОГНОЗА ДЕБИТА НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ.....	38
Переpletкин И.А., Забоева А.А., Музраева Б.Ю. ПРОВЕДЕНИЕ МНОВОВАРИАНТНОЙ ОЦЕНКИ ПРОДУКТИВНОГО ОБЪЕМА АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ С УЧЕТОМ КОНЦЕПТУАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ.....	40
Пискунов С.А. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ХРАНЕНИЯ CO₂ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИБРИДНЫХ МОДЕЛЕЙ ГЛУБОКОГО ОБУЧЕНИЯ.....	42
Полянский В.А. ИНДИКАТИВНАЯ ОЦЕНКА РАСПРОСТРАНЕНИЯ ФРОНТА НАГНЕТАЕМОЙ ВОДЫ ОТ СКВАЖИН ППД В РАМКАХ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОГРАММЫ ГТМ.....	44
Популова Т.П. СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ОПЕРАТИВНОМУ ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПРИЧИН СНИЖЕНИЯ ДЕБИТА НЕФТИ.....	47
Путинцев И.В. ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОГРАММЫ ЗАКАЧКИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.....	49
Туктаров В.Ф., Турыбрин П.С. ОБЗОР ЗАКОЛОННЫХ ПАКЕРОВ РАЗЛИЧНЫХ КОНСТРУКЦИЙ.....	51
Фай Д. ГИДРОДИНАМИКА И ФАЗОВЫЕ ПРОЦЕССЫ В ТРУБОПРОВОДАХ С ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТЬЮ В УСЛОВИЯХ ПЕРЕЗАПУСКА.....	53
Фай Д. СТРУКТУРА ТЕЧЕНИЯ БИНГАМОВСКОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТОКА, ОСЛОЖНЕННОГО ЭФФЕКТАМИ ПЕРЕЗАПУСКА ТРУБОПРОВОДА.....	55
Харлампиди А.О. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДИНАМИКИ ДОБЫЧИ НЕФТИ.....	57
Чернов Н.К., Ермаков А.В., Мельников М.О. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ФАЦИЙ С УЧЕТОМ РАСПОЛОЖЕНИЯ ИХ В ПРОСТРАНСТВЕ ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ.....	59
Чуриков Л. ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТДУВКИ МЕТАНОЛА В КАЧЕСТВЕ МЕТОДА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯМИ, А ТАКЖЕ СПОСОБА РЕГЕНЕРАЦИИ МЕТАНОЛА НА УСТАНОВКАХ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА.....	61
Шагаев С.А. ПОДБОР МЕТОДОВ МОНИТОРИНГА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМОВ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛА РОСТА БАЗОВОЙ ДОБЫЧИ.....	63
Юровских Е.А., Непоп Р.К. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УПРУГО-ПРОЧНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С УЧЕТОМ ЭФФЕКТА СЛОЖНОГО НАПЛАСТОВАНИЯ: ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ КЕРНОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	65

Секция 7. ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА

Аксенова Д.Д. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОГНОЗИРУЕМОЙ ЗОНЫ РАЗЛИВА НЕФТИ НА ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ ПРИ АВАРИИ НА ПОДВОДНОМ ПЕРЕХОДЕ.....	67
Андреянов М.А. МАГИСТРАЛЬ БУДУЩЕГО В ЛЕНИНГРАДЕ В ГОДЫ ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЫ.....	69
Арюшкин И.Е. ИССЛЕДОВАНИЕ И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА ТЕРРИТОРИИ КРАЙНЕГО СЕВЕРА.....	71
Вернер А.Н. ВЛИЯНИЕ НЕФТЯНЫХ СМОЛ И ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКИ НА СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ.....	73
Жукова М.П., Смирнова Е.Ю., Волкова Г.И. ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ.....	75
Иванов В.К., Калачева Л.П., Портнягин А.С., Соловьева С.А., Иванова И.К., Бубнова А.Р. ВЛИЯНИЕ СОСТАВА РАСТВОРОВ СОЛЕЙ НА ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ ОБРАЗОВАНИИ ЕГО ГИДРАТОВ.....	77
Марченко Д.А. КОНЦЕПЦИЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ В ГОДЫ ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЫ.....	78
Минченко И. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ УСТОЙЧИВОГО ПОЛОЖЕНИЯ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА И ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИИ ГРУНТОВ ОСНОВАНИЙ В УСЛОВИЯХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛОГО ГРУНТА.....	80
Поспелов А.С. ОПТИМАЛЬНОЕ АРМИРОВАНИЕ ГИБКИХ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ ДЛЯ ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ.....	82
Потапов Д.Е. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК.....	84
Трунова С.А. СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ГПА, МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ.....	86
Ходус А.С., Коченовская А.Е. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕМПЕРАТУРНЫХ БЛОКОВ НАДЗЕМНЫХ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	88
Чуриков Л. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯМИ ПОСРЕДСТВОМ СНИЖЕНИЯ ЭНЕРГОЗАТРАТ НА ОБРАБОТКУ ЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ ГАЗОПРОВОДОВ.....	91

Секция 8. ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Ануфриев Е.А. ГИДРОДИНАМИКА ПОЛУЧЕНИЯ СУСПЕНЗИИ В АППАРАТЕ С ДИСКОВОЙ МЕШАЛКОЙ.....	93
Бабин Е.О. ПОЛУЧЕНИЕ ВОДНОГО РАСТВОРА БИКАРБОНАТА МАГНИЯ НА ОСНОВЕ РАЗЛИЧНЫХ МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ПОРОД.....	95
Воробьева А.А. ПРОДУКТЫ ТЕРМОСОЛЬВОЛИЗА УГЛЯ КАК СЫРЬЕ ДЛЯ ИГОЛЬЧАТОГО КОКСА.....	97
Волков М.А. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАМЕДЛЕННОГО КОКСОВАНИЯ ГУДРОНА.....	99
Грива Д.В., Седлецкая А.А. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОФРАКЦИОНИРУЮЩЕЙ УСТАНОВКИ НА СПГ-ЗАВОДЕ.....	101
Гущина-Циттель А.А. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЦИКЛОПЕНТАДИЕНА С ПЕРФТОРПЕЛАРГОНОВОЙ КИСЛОТОЙ.....	103
Ершов Е.В. РАСЧЕТ ДЛИНЫ ЗОНЫ ГРАВИТАЦИОННОГО ОСАЖДЕНИЯ ФАКЕЛЬНОГО СЕПАРАТОРА.....	104
Китов Е.С., Ерофеев В.И. МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ ДЛЯ ОЧИСТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ОТ ВОДЫ И ДРУГИХ ПРИМЕСЕЙ.....	107
Китов Е.С. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПРОЦЕССА АДСОРБЦИОННОЙ ОЧИСТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ОТ МИКРОПРИМЕСЕЙ ВОДЫ И ДРУГИХ СОЕДИНЕНИЙ.....	108
Котельников А. РАЗРАБОТКА ЭМПИРИЧЕСКИХ КОРРЕЛЯЦИЙ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЯ ТЕКУЧЕСТИ РАСПЛАВА (птр) ПОЛИЭТИЛЕНА НИЗКОЙ ПЛОТНОСТИ (пэни) НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	110
Набоков Н.А., Выходцев А.В. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПРИСУТСТВИЯ SO ₂ НА ПРОЦЕСС УЛАВЛИВАНИЯ CO ₂ ИЗ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ.....	112
Нагибин П.С., Виноградский К., Забелин И.В. УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЕШЛАМОВ В ФАКЕЛЕ ГИДРАТНОГО ГАЗА.....	114
Пантилов П.В. ОСОБЕННОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ ПРИ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ ВЫСОКОСЕРНИСТОГО ГОРЮЧЕГО СЛАНЦА С ДОБАВКОЙ ТЕТРАГИДРАТА АЦЕТАТА ЖЕЛЕЗА (III).....	116
Патрихин М.Ю., Дементьев А.Ю. РАСЧЕТ КИНЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ПАРОВОГО РИФОРМИНГА ПРИРОДНОГО ГАЗА.....	118
Пчелинцева И.В., Ивашкина Е.Н., Чернякова Е.С. ДОСТИЖЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НАУЧНОГО НАПРАВЛЕНИЯ ПО МАТЕМАТИЧЕСКОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА БЕНЗИНОВ В РАМКАХ НАУЧНОЙ ШКОЛЫ ТПУ.....	120

Родевич М.В., Пчелинцева И.В. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАБОТЫ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА С УЧЕТОМ ВОВЛЕЧЕНИЯ В ПЕРЕРАБОТКУ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СЫРЬЕВЫХ ПОТОКОВ	122
Санкина Я.Ю., Пушилин Е.А. РАЗРАБОТКА ЦИФРОВОГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОЦЕССА ИЗОМЕРИЗАЦИИ БЕНЗИНОВЫХ ФРАКЦИЙ.....	124
Фоминных В.А. СИНТЕЗ ФИШЕРА-ТРОПША С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АКТИВНОГО КОБАЛЬТОВОГО КАТАЛИЗАТОРА.....	126
Школа М.В. СЕПАРАЦИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГАЗОГИДРАТНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	128
Эрро С. М., Ильясова Ж. А. ПОЛУЧЕНИЕ ОКСИДА ГРАФЕНА ИЗ ПРОДУКТОВ ПЕРЕРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ.....	130

Секция 9. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Бернякович Е.А. РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ИЗОЛИРОВАННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ	133
Волков А.А. ИЗМЕНЕНИЕ СХЕМЫ СОЕДИНЕНИЯ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИВОДА «ПОВОРОТА» ЭКСКАВАТОРОВ ЭШ-20/90.....	135
Волокитин Д.И. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВЫСОКОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ДОБАВКИ ЧАСТИЦ АЛЮМИНИЯ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ВТОРИЧНОГО РАСПАДА КОМПОЗИЦИОННЫХ КАПЕЛЬ.....	137
Гареева К.А. ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО ГАЗА ДЛЯ УСТАНОВОК МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА НЕФТЕ-ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛАХ	139
Григорьев М.А. СИЛОВАЯ ЭЛЕКТРОНИКА В ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ	140
Гусаров И.Н. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕНЕТИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА ДЛЯ АДАПТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ИНЕРЦИЕЙ В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ ВИРТУАЛЬНОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА	142
Дементьев Р.А. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК.....	144
Ефременко Ж.В., Васильев И.Д., Ковалев А.П. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	146
Ефременко Ж.В. ПРИМЕНЕНИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.....	148
Карташова К.А., Дорохов В.В. ТЕРМИЧЕСКОЕ ОКИСЛЕНИЕ ВОДОУГОЛЬНЫХ КОМПОЗИЦИОННЫХ ТОПЛИВ С ДОБАВКАМИ РАСТИТЕЛЬНЫХ КОМПОНЕНТОВ.....	150
Киргизалиев Т.А. ОБЗОР ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА МОДЕЛИРОВАНИЯ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ ДЛЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	152
Левенцов А.Р. ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕСПЕРЕБОЙНОЙ РАБОТЫ ОСОБОЙ ГРУППЫ ЭЛЕКТРОПРИЁМНИКОВ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В ПИТАЮЩЕЙ СЕТИ	153
Мащенко Д.Е. ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	156
Перцевой М.О. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ ПОМОЩИ ВЫСОКОДИСКРИТИЗИРОВАННЫХ УСТРОЙСТВ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ	158
Петрова А.Е. РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ТОКОВОЙ НАПРАВЛЕННОЙ ЗАЩИТЫ НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ПО РЕРАТ	160
Подкаменный Т.П. СРАВНЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ И НОРВЕГИИ	162
Поспелов Г.В. ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ	164
Радько П.П. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕЧЕТКОГО РЕГУЛЯТОРА С УТОЧНЯЮЩИМ КОЭФФИЦИЕНТОМ В СОСТАВЕ ВИРТУАЛЬНОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА	165
Сарнаков Д.Д. ОБЗОР ПРОГРУЗОЧНЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ	167
Седелева М.Д. РОЛЬ СНЭЭ В ИНТЕГРАЦИИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМУ	168
Слива А.В. РАЗРАБОТКА ЦИФРОВОЙ СРЕДЫ ДЛЯ ИСПЫТАНИЙ ТЕРМИНАЛОВ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРОТОКОЛОВ СВЯЗИ.....	170
Томашов Д. В. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ РЗИА	171
Уманский И.В. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СТАТКОМ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ.....	174
Хомутов Н.А. МАКСИМАЛЬНОЕ РАСТЕКАНИЕ КАПЕЛЬ ЭМУЛЬСИЙ ПОСЛЕ СОУДАРЕНИЯ С ТВЕРДОЙ ПОВЕРХНОСТЬЮ В РЕЖИМЕ ПУЗЫРЬКОВОГО КИПЕНИЯ	176
Чернышов М.Н., Долгов И.Р., Сапрыкина М.П. СОЗДАНИЕ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА УСТАНОВКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ С ФУНКЦИЕЙ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ.....	178
Чернышов М.Н., Ульев Л.М. ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ПРОМЫСЛЕ.....	180

Шафран Т.А., Ульев Л.М. ЭКСТРАКЦИЯ ДАННЫХ ДЛЯ ИНТЕГРИРОВАНИЯ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА ПРОМЫСЛЕ	182
Шахнович Д.И. МЕТОДИКА ПРОВЕРКИ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИИ 35 КВ НА БАЗЕ ТЕРМИНАЛА ЭКРА 217 С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА PSCAD И АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА РЕТОМ	184
Шумный К.И. АНАЛИЗ ВНЕДРЕНИЯ И РАЗВИТИЯ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ.....	186

Научное издание

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Труды XXIX Международного молодежного научного симпозиума
имени академика М.А. Усова,
посвященного 80-летию со дня Победы в Великой Отечественной войне

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